Energía Solar *Fotovoltaica*

Oscar Perpiñán Lamigueiro

© 2023 Oscar Perpiñán Lamigueiro
Este documento está accesible en https://github.com/oscarperpinan/esf

Esta obra está bajo una licencia **Reconocimiento-No comercial-Compartir bajo la misma licencia** 4.0 España de Creative Commons. Para ver una copia de esta licencia, visite:
http://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/legalcode.

Usted es libre de copiar, distribuir y comunicar públicamente la obra, y hacer obras derivadas bajo las condiciones siguientes:

- **Reconocimiento**. Debe reconocer los créditos de la obra de la manera especificada por el autor o el licenciador (pero no de una manera que sugiera que tiene su apoyo o apoyan el uso que hace de su obra).
- **No comercial**. No puede utilizar esta obra para fines comerciales.
- **Compartir bajo la misma licencia**. Si altera o transforma esta obra, o genera una obra derivada, sólo puede distribuir la obra generada bajo una licencia idéntica a ésta.

Al reutilizar o distribuir la obra, tiene que dejar bien claro los términos de la licencia de esta obra. Alguna de estas condiciones puede no aplicarse si se obtiene el permiso del titular de los derechos de autor. Nada en esta licencia menoscaba o restringe los derechos morales del autor.

Este documento utiliza hipervínculos para permitir la navegación en sus contenidos y en información disponible en Internet. Los enlaces internos (capítulos, secciones, figuras, tablas, ecuaciones y referencias bibliográficas) están marcados en color rojo. Los enlaces a documentos externos están marcados en color azul.

Las simulaciones y cálculos numéricos han sido realizados con el paquete `solaR` [Per12b] integrado en el software libre `R-project` [R D13]. Las gráficas correspondientes a estos cálculos han sido generados con el paquete `lattice` [Sar08] de `R-project`.

La escritura y edición del documento ha sido realizada el sistema de preparación de documentos LaTeX , empleando la clase `Memoir` y la fuente `URW Palladio`.

Las figuras incluidas en el capítulo de Geometría Solar y en el apartado de Sombras Mutuas en Sistemas de Seguimiento Solar han sido generadas mediante código de `PSTricks` (`pst-3dplot`, `pst-V3D`, `pst-vue3d`, `pst-grad`, `pstricks-add`). Las figuras que recogen esquemas eléctricos han sido realizadas mediante el conjunto de macros `Circuit Macros` para LaTeX.

El comportamiento de las asociaciones de dispositivos fotovoltaicos ha sido modelado mediante el software libre de análisis de circuitos `GnuCap`.

La imagen del sol que adorna la portada ha sido obtenida de Open Clipart, y está disponible en `http://www.openclipart.org/detail/553`.

Índice general

Índice general III

Nomenclatura V

1 Introducción 1

2 Geometría Solar 5
2.1. Geometría del movimiento terrestre . . . 5
2.2. Geometría de la radiación incidente en sistemas fotovoltaicos . . . 13

3 Radiación Solar 25
3.1. Naturaleza de la radiación solar . . . 25
3.2. Cálculo de componentes de radiación solar . . . 27
3.3. Radiación en superficies inclinadas . . . 30
3.4. Incertidumbre . . . 33
3.5. Ángulo de Incidencia y Suciedad . . . 35
3.6. Aplicación práctica: cálculo para sistemas estáticos . . . 37
3.7. Comparación entre Sistemas de Seguimiento . . . 38

4 La célula solar 43
4.1. Teoría de Semiconductores . . . 43
4.2. Funcionamiento de una célula solar . . . 48
4.3. Fabricación . . . 56

5 Asociación de dispositivos fotovoltaicos 57
5.1. El módulo fotovoltaico . . . 57
5.2. Generador Fotovoltaico . . . 63

6 Sistemas Fotovoltaicos de Conexión a Red 65
6.1. Conceptos básicos . . . 65
6.2. Inversor DC/AC . . . 68
6.3. Configuración de un SFCR . . . 76
6.4. Sombras en generadores . . . 83
6.5. Energía Producida por un Sistema Fotovoltaico conectado a la Red . . . 92

7 Sistemas Fotovoltaicos Autónomos 95
7.1. Conceptos generales . . . 95
7.2. Componentes de un SFA . . . 96
7.3. Dimensionado de un SFA . . . 105

8 Sistemas Fotovoltaicos de Bombeo 115
8.1. Conceptos generales . . . 115
8.2. Componentes . . . 115
8.3. Dimensionado de un SFB . . . 121
8.4. Simulación de sistemas fotovoltaicos de bombeo . . . 125

9 Seguridad Eléctrica en Sistemas Fotovoltaicos **129**
9.1. Introducción . . . 129
9.2. Protección de las personas . . . 130
9.3. Protección de los equipos . . . 137
9.4. Elementos de protección . . . 140

10 Tiempo de Retorno Energético de Sistemas Fotovoltaicos **145**
10.1. Introducción . . . 145
10.2. Métodos . . . 146
10.3. Resultados . . . 148

A Enlaces útiles **153**
A.1. Bases de datos de irradiación procedentes de estaciones meteorológicas . . . 153
A.2. Bases de datos de irradiación procedentes de imágenes de satélite . . . 153
A.3. Revistas . . . 153
A.4. Recursos generales . . . 154
A.5. Electrotecnia . . . 154
A.6. R . . . 154

B Ejercicios de Geometría y Radiación Solar **155**
B.1. Ángulos Solares . . . 155
B.2. Componentes de irradiación en el plano horizontal . . . 156
B.3. Ángulos y componentes de irradiación en Sistemas Fotovoltaicos . . . 157

C Ejercicios de diseño **159**
C.1. Sistemas fotovoltaicos de conexión a red . . . 159
C.2. Sistemas Fotovoltaicos Autónomos . . . 166
C.3. Sistemas Fotovoltaicos de Bombeo . . . 171
C.4. Seguridad eléctrica . . . 173

Bibliografía **177**

Nomenclatura

A_c	Área de una célula
A_G	Area de un generador fotovoltaico
AL	Irradiancia de albedo
AM	Masa de aire
AO	Adelanto oficial durante el horario de verano
B	Irradiancia directa
b	Factor de forma de un seguidor
B_0	Constante solar o irradiancia solar incidente en un plano normal al vector solar en el límite superior de la atmósfera terrestre
β_{opt}	Ángulo de inclinación que optimiza el funcionamiento de un sistema fotovoltaico
$B_0(0)$	Irradiancia extra-atmosférica o extra-terrestre en el plano horizontal
$B_{0d}(0)$	Irradiación diaria extra-atmosférica o extra-terrestre en el plano horizontal
C_A	Capacidad normalizada de un generador en un sistema autónomo
$C_A^{'}$	Capacidad normalizada de un generador en un sistema autónomo referida a la radiación horizontal
C_b	Capacidad nominal de un acumulador electroquímico
C_{iso}	Capacidad distribuida de un generador fotovoltaico con esquema de conexión a tierra IT
$\cos(\phi)$	Factor de potencia de una instalación eléctrica
C_S	Capacidad normalizada de un acumulador en un sistema autónomo
C_T	Coeficiente térmico de un módulo
C_U	Capacidad útil de un acumulador electroquímico
D	Irradiancia difusa
D_C	Irradiancia difusa circumsolar
δ	Declinación
$\Delta\lambda$	Diferencia entre la longitud local y la longitud del huso horario
ΔV_{1ac}	Caida de tensión en un circuito de corriente alterna monofásica
ΔV_{3ac}	Caida de tensión en un circuito de corriente alterna trifásica
ΔV_{dc}	Caida de tensión en un circuito de corriente continua

D_I	Irradiancia difusa isotrópica
d_{min}	Distancia mínima entre hileras de un generador para evitar el sombreado
d_n	Día del año
ϵ_0	Corrección debida a la excentricidad de la elipse de la trayectoria terrestre alrededor del sol
E_{ac}	Energía entregada a la salida de un inversor
E_{ac0}	Energía entregada a la salida de un inversor sin considerar las pérdidas por sombreado
E_{acS}	Energía entregada a la salida de un inversor considerando las pérdidas por sombreado
E_{def}	Energía no suministrada en un sistema autónomo
E_f	Energía de un fotón
E_g	Anchura de la banda prohibida de un material
EoT	Ecuación del tiempo
η	Eficiencia de una célula solar
η^*	Eficiencia de una célula en condiciones estándar de medida
η_{bat}	Rendimiento energético de un acumulador electroquímico
η_c	Rendimiento energético del cableado
η_{cs}	Eficiencia de la conexión serie en un generador
η_G	Eficiencia de un generador fotovoltaico
η_{inv}	Eficiencia de un inversor
η_{mp}	Eficiencia de una motobomba en un sistema de bombeo
η_r	Rendimiento del regulador de un sistema autónomo
F_D	Fracción de difusa
F_{Dd}	Fracción de difusa diario
F_{Dm}	Fracción de difusa mensual
FF	Factor de forma de un dispositivo fotovoltaico
FF^*	Factor de forma de una célula en condiciones estándar de medida
FS	Factor de sombras en un generador
FS_d	Factor de sombras en dirección diagonal.
FS_{eo}	Factor de sombras en dirección Este-Oeste.
FS_{ns}	Factor de sombras en dirección Norte-Sur.
FT_B	Factor de pérdidas angulares para la irradiancia directa
FT_D	Factor de pérdidas angulares para la irradiancia difusa
FT_R	Factor de pérdidas angulares para la irradiancia de albedo
G	Irradiancia global
g	Aceleración de la gravedad
$G(0)$	Irradiancia global en el plano horizontal
G_a	Irradiación global anual

γ_θ Conductividad de un conductor a una temperatura de operación determinada

γ_s Altura solar

γ_s Altura solar

$G(\beta,\alpha)$ Irradiancia global incidente en el plano de un generador con una orientación β y una inclinación α

GCR Ground coverage ratio

$\overline{G_d}(0)$ Promedio de la irradiación global diaria en el plano horizontal

$\overline{G_d}(\beta,\alpha)$ Promedio de la irradiación global diaria incidente en el plano del generador

$G_{d,m}$ Promedio mensual de la irradiación global diaria

G_h Irradiación global horaria

$G(I)$ Irradiancia global en el plano del generador

$G(n)$ Irradiancia global en un plano perpendicular al vector solar

GRR Ground requirement ratio

G_s Radiación recibida por una célula sombreada

G_{stc} Irradiancia incidente en condiciones estandar de medida

H_{DT} Nivel dinámico de un pozo

H_f Altura asociada a las pérdidas de fricción en una tubería

H_{OT} Diferencia de cotas entre la salida de agua y la entrada en el depósito

H_{ST} Nivel estático de un pozo

H_t Altura total incluyendo las pérdidas de fricción de la tubería

H_{TE} Altura total equivalente en un sistema de bombeo

H_v Altura vertical aparente en un sistema de bombeo

I Corriente neta de una célula

I_0 corriente de saturación en oscuridad del diodo

I_2 Intensidad que asegura efectivamente el funcionamiento del dispositivo de protección

I_B Intensidad de diseño de una línea eléctrica

I_C Corriente de carga de un acumulador electroquímico

I_c Corriente de una célula

I_D Corriente de descarga de un acumulador electroquímico

I_D Corriente de diodo de una célula

I_{desc} Corriente de descarga de la capacidad distribuida en un generador fotovoltaico con esquema de conexión a tierra IT

I_F Corriente de fuga

$I_{F,max}$ Corriente máxima de fuga admisible

I_g Corriente de un generador

I_L Corriente de iluminación de una célula

I_m Corriente de un módulo

$I_{max,INV}$ Máxima corriente admisible en la entrada de un inversor

I_{mpp} Corriente de una célula en el punto de máxima potencia

I^*_{mpp} Corriente de una célula en el punto de máxima potencia en condiciones estándar de medida

I_n Intensidad nominal del dispositivo de protección

I_{sc} Corriente de cortocircuito de una célula

I^*_{sc} Corriente de cortocircuito de una célula en condiciones estándar de medida

I_{scG} Corriente de cortocircuito del generador

I_{scM} Corriente de cortocircuito de un módulo

I_z Intensidad admisible por un conductor

k Constante de Boltzmann

k_1 Índice de anisotropía

k^o_i Coeficientes de la curva de eficiencia de un inversor

K_T Índice de claridad

K_{Td} Índice de claridad diario

K_{Tm} Índice de claridad mensual

L, W Longitud y anchura de un seguidor

L_{1ac} Distancia a cubrir con un un circuito de corriente alterna monofásica

L_{3ac} Distancia a cubrir con un circuito de corriente alterna trifásica

λ Inclinación de un generador respecto al eje de giro de un seguidor de eje horizontal Norte-Sur

λ Inclinación del eje de un seguidor

λ Longitud de onda de un fotón

λ_H Longitud del huso horario

λ_L Longitud de la localidad

ϕ Latitud del lugar

L_c Longitud de un conductor enterrado horizontalmente en una puesta a tierra

L_{dc} Energía de las cargas de corriente continua en un sistema autónomo

L_{dc} Distancia a cubrir con circuito de corriente continúa

L_{eo} Separación entre seguidores en sentido Este-Oeste

LLP Probabilidad de pérdida de carga en un sistema autónomo

L_n Energía consumida en el período nocturno

L_{ns} Separación entre seguidores en sentido Norte-Sur

L_p Longitud de una pica de puesta a tierra

L_T Energía total requerida a un sistema autónomo, incluyendo pérdidas de los elementos

L Energía total requerida a un sistema autónomo, incluyendo pérdidas de los elementos

m Factor de idealidad del modelo de un diodo

MPP Punto de máxima potencia de un dispositivo fotovoltaico

$\vec{\mu}_\beta$ Vector director del plano de un generador estático

$\vec{\mu}_\perp$ Vector perpendicular a los vectores $\vec{\mu}_c$ y $\vec{\mu}_h$, o a los vectores $\vec{\mu}_p$ y $\vec{\mu}_{ec}$

$\vec{\mu}_c$ Vector cenital

$\vec{\mu}_D$ Vector perpendicular al eje de giro de un seguidor de eje horizontal Norte-Sur y contenido en el plano perpendicular al plano del generador

$\vec{\mu}_{ec}$ Vector ecuatorial

$\vec{\mu}_{eje}$ Vector del eje de un seguidor de eje horizontal Norte-Sur

$\vec{\mu}_{eo}$ Vector director de la superficie de un seguidor de eje horizontal Este-Oeste

$\vec{\mu}_h$ Vector tangente al meridiano en dirección al ecuador

$\vec{\mu}_\lambda$ Vector director de la superficie de un seguidor de eje inclinado

$\vec{\mu}_{ns}$ Vector director de la superficie de un seguidor de eje horizontal Norte-Sur

$\vec{\mu}_p$ Vector polar

$\vec{\mu}_s$ Vector solar

N_{cp} Número de ramas en paralelo en un módulo

N_{cs} Número de células en serie dentro de un módulo

N_D Número de células asociadas a un diodo de paso

N_p Número de ramas en paralelo en un generador

n_p Número de picas interconectadas en una puesta a tierra

N_{pMAX} Número máximo de ramas en paralelo en un generador acoplado a un inversor de conexión a red.

N_s Número de módulos en serie en un generador

N_{sMAX} Máximo número admisible de módulos en serie en un inversor

N_{sMPP} Número de módulos en serie adecuado para la ventana MPP de un inversor de conexión a red

N_{sMPP}^{max} Número máximo de módulos en serie adecuado a la ventana MPP del inversor

N_{sMPP}^{min} Número mínimo de módulos en serie adecuado a la ventana MPP del inversor

N_T Número total de módulos en un generador

ω Hora solar o tiempo solar verdadero

ω_s Ángulo del amanecer

P_{ac} Potencia alterna a la salida de un inversor

P_{dc} Potencia continua a la salida de un generador fotovoltaico

PD_d Profundidad de descarga diaria de un acumulador electroquímico

PD_e Profundidad de descarga estacional de un acumulador electroquímico

PD_{max} Máxima profundidad de carga de un acumulador electroquímico

PD Profundidad de carga de un acumulador electroquímico

P_{el} Potencia eléctrica necesaria en la entrada de una motobomba

P_f Pérdidas de fricción en la tubería de un sistema de bombeo

P_g^* Potencia del generador en condiciones STC

P_H	Potencia hidraúlica necesaria en un sistema de bombeo de agua
ϕ	Latitud
P_{inv}	Potencia nominal de un inversor
P_m^*	Potencia de un módulo en condiciones STC
P_{mpp}	Potencia máxima de una célula
p_o	Potencia alterna a la salida de un inversor normalizada por la potencia nominal del equipo
P_Q	Calor disipado al entorno por una célula
PR	Rendimiento global de un sistema de conexión a red (performance ratio)
ψ_{ns}	Ángulo de inclinación (con signo) de un seguidor de eje horizontal Norte-Sur
ψ_s	Ángulo acimutal solar
Q	Caudal de agua en un sistema de bombeo
Q_{AP}	Caudal aparente
Q_d	Caudal diario de agua
Q_L	Carga demandada en amperios-hora
Q_{max}	Caudal máximo de extracción de un pozo
Q_t	Caudal de ensayo de un pozo
R	Irradiancia de albedo
r	Distancia entre el Sol y la Tierra
r_0	Distancia promedio entre el Sol y la Tierra (unidad astronómica)
R_{BI}	Resistencia interna de una batería
r_D	Relación entre la irradiancia y la irradiación difusa en el plano horizontal
r_G	Relación entre la irradiancia y la irradiación global en el plano horizontal
R_h	Resistencia eléctrica equivalente de un ser humano
ρ	Coeficiente de reflexión del terreno para la irradiancia de albedo
ρ	Densidad del agua
ρ	Resistividad del terreno
ρ_e	Densidad del electrolito de una batería de acido-plomo
R_{iso}	Resistencia de aislamiento de un generador
$R_{iso}^{(m)}$	Resistencia de aislamiento de un modulo
ROT	Ratio de ocupación del terreno
R_p	Resistencia de un sistema de puesta a tierra
R_p	Resistencia eléctrica equivalente del contacto del cuerpo con el terreno
R_p	Resistencia paralelo de una célula solar
R_s	Resistencia serie de una célula solar
R_{tc}	Resistencia de puesta a tierra de un conductor enterrado horizontalmente
R_{tp}	Resistencia de la toma a tierra de protección

R_{tp} Resistencia de puesta a tierra de una pica vertical

R_{ts} Resistencia de la toma a tierra de servicio

S_{1ac} Sección de un conductor de corriente alterna monofásica

S_{3ac} Sección de un conductor de corriente alterna trifásica

S_{dc} Sección de un conductor de corriente continúa

SFA Sistema fotovoltaico autónomo

SFB Sistema fotovoltaico de bombeo

SFCR Sistema fotovoltaico de conexión a red

SoC Estado de carga de un acumulador electroquímico

STC Condiciones estándar de medida de un dispositivo fotovoltaico

T_a Temperatura ambiente

T_c Temperatura de funcionamiento de una célula

T_c^* Temperatura de célula en condiciones estándar de medida

T_{cs} Temperatura de funcionamiento de una célula sombreada

θ_s Ángulo de incidencia o ángulo entre el vector solar y el vector director de una superficie

θ_{zs} Ángulo cenital solar

$T_{limpio}(0)$ Transmitancia de un vidrio limpio

TONC, NOCT Temperatura de operación nominal de célula

TO Hora oficial

$T_{sucio}(0)$ Transmitancia de un vidrio sucio

U_{rc} Tensión de reposición de carga en un regulador

U_{rd} Tensión de reposición de descarga en un regulador

U_{sc} Tensión de fin de carga en un regulador

U_{sd} Tensión de corte de descarga en un regulador

V Tensión en una célula

V_B Tensión en funcionamiento de una batería

V_{BI} Tensión en circuito abierto de una batería

V_c Tensión de contacto

V_c Tensión de una célula

V_g Tensión de un generador

V_m Tensión de un módulo

$V_{max,inv}$ Tensión máxima admisible de entrada a un inversor

V_{mpp} Tensión de una célula en el punto de máxima potencia

V_{mpp}^* Tensión de una célula en el punto de máxima potencia en condiciones estándar de medida

V_{mppG} Tensión MPP del generador

V_{mppM} Tensión MPP de un módulo

V_{mppMAX} Límite superior de la ventana de tensión MPP de un inversor de conexión a red

V_{mppMIN} Límite inferior de la ventana de tensión MPP de un inversor de conexión a red

V_{oc} Tensión de circuito abierto de una célula

V_{oc}^{*} Tensión de circuito abierto de una célula en condiciones estándar de medida

V_{ocG} Tensión de circuito abierto del generador

V_{ocM} Tensión de circuito abierto del módulo

V_T Potencial térmico

Y_f Productividad de un sistema fotovoltaico

Capítulo 1

Introducción

Un sistema fotovoltaico es el conjunto de equipos eléctricos y electrónicos que producen energía eléctrica a partir de la radiación solar. El principal componente de este sistema es el módulo fotovoltaico, a su vez compuesto por células capaces de transformar la energía luminosa incidente en energía eléctrica de corriente continua. El resto de equipos incluidos en un sistema fotovoltaico depende en gran medida de la aplicación a la que está destinado. A grandes rasgos los sistemas fotovoltaicos pueden clasificarse en tres grandes grupos (figura 1.1): conectados a red (*grid connected*), autónomos (*off-grid*) y de bombeo.

Los sistemas conectados a red (capítulo 6) producen energía eléctrica para ser inyectada íntegramente en la red convencional. Dado que no deben satisfacer ninguna demanda de consumo de forma directa ni garantizar el mismo, no necesitan incorporar equipos de acumulación de energía. Para permitir el correcto acoplamiento con la red eléctrica estos sistemas incorporan un equipo inversor que adecúa la potencia producida por el generador fotovoltaico a las condiciones de la red convencional. Estos sistemas pueden a su vez ser divididos en sistemas instalados sobre suelo y sistemas en edificación. Los sistemas sobre suelo (figura 1.2a), concebidos exclusivamente para producir energía y obtener el rendimiento económico asociado, suelen superar los 100 kW de potencia. Los sistemas en edificación (figura 1.2b) abarcan funciones adicionales a la producción de energía, tales como sustitución de componentes arquitectónicos, efecto estético, sombreado de acristalamientos, etc. En general, son sistemas más pequeños que los instalados sobre suelo, normalmente de potencias inferiores a los 100 kW.

Los sistemas autónomos (capítulo 7) abarcan una variedad muy amplia de aplicaciones. Su denominador común es la necesidad de satisfacer una demanda energética determinada. Por esta razón, prácticamente todos los sistemas autónomos incorporan un equipo de acumulación de energía. Estos sistemas pueden ser clasificados en tres grupos por razón de su aplicación asociada: profesionales, electrificación rural y pequeño consumo.

Dentro de las aplicaciones de pequeño consumo se emplean pequeños módulos fotovoltaicos, frecuentemente de silicio amorfo, alimentando equipos electrónicos como calculadoras o relojes, cargadores de móviles, pequeñas herramientas eléctricas, balizas domésticas, etc.

Las aplicaciones profesionales son variadas y abarcan campos tales como los radioenlaces (figura 1.3), la protección catódica de gasoductos, hoteles, señales de tráfico y navegación aérea, refrigeración de vacunas, equipos remotos de adquisición y transmisión de datos, e incluso alimentación equipos espaciales como satélites. Todas estas aplicaciones se caracterizan por requerir una fiabilidad muy elevada. Dado que el corte de suministro en estas aplicaciones tiene consecuencias de elevado coste, suele optarse por incorporar un generador fotovoltaico y un acumulador electroquímico de tamaño superior al estrictamente necesario y así reducir al mínimo la probabilidad de fallo. En algunos casos se opta por incorporar un grupo electrógeno, ya sea para reducir el tamaño del acumulador o para funcionar como equipo de socorro.

Los sistemas de electrificación rural suministran energía eléctrica a poblaciones rurales alejadas de redes eléctricas convencionales. Son sistemas frecuentemente englobados en programas de cooperación al desarrollo, financiados por ONG's u organismos como el Banco Mundial o la Unión Europea. Dentro de los sistemas de electrificación rural predominan los sistemas domésticos (*solar home systems, SHS*), las centrales híbridas y los sistemas de bombeo. Tanto los sistemas domésticos como las centrales híbridas (ambos estudiados en el capítulo 7) proporcionan energía para alimentar equipos de iluminación, radio, televisión y pequeñas herramientas eléctricas.

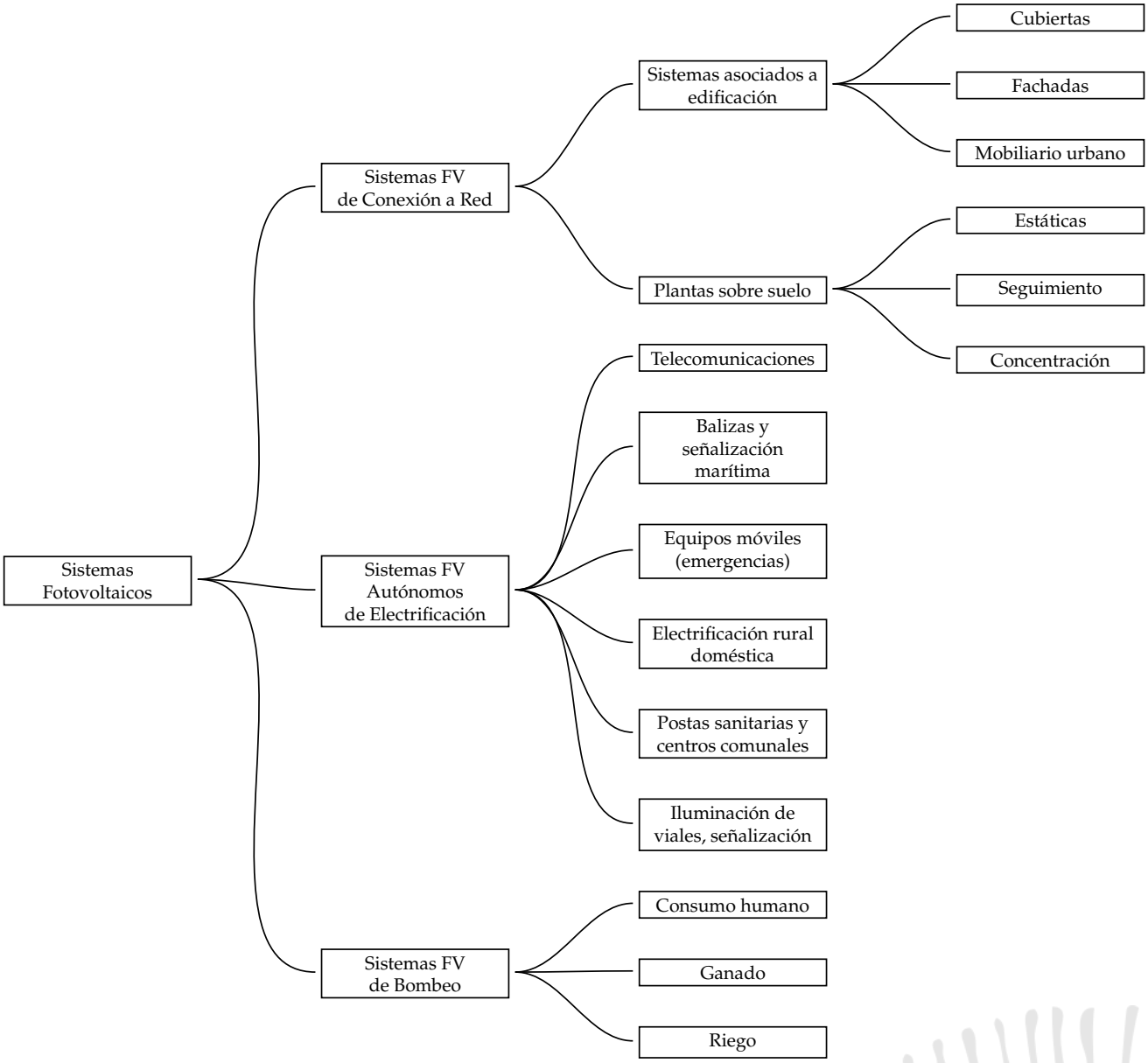


FIGURA 1.1: *Clasificación de aplicaciones fotovoltaicas.*

(A) *Sistema conectado a red instalado sobre suelo.*

(B) *Sistema conectado a red instalado como acristalamiento de un edificio.*

FIGURA 1.2: *Sistemas fotovoltaicos conectados a red.*

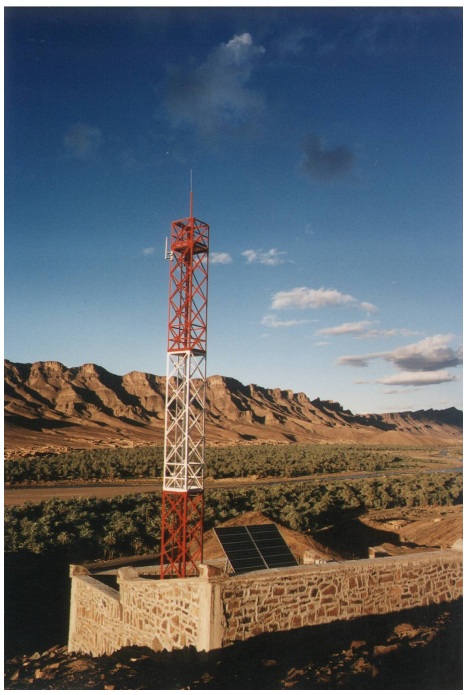


FIGURA 1.3: *Sistema fotovoltaico autónomo alimentando un radioenlace.*

Los sistemas domésticos (figura 1.4a), habitualmente con potencias de 100 W o 200 W, están asociados a una vivienda familiar y en algunos casos a centros comunales o centros de salud.

Las centrales híbridas, compuestas por un generador fotovoltaico, un acumulador electroquímico y un grupo electrógeno o turbina eólica, proveen una red eléctrica para un poblado rural. El tamaño de estas centrales depende del tamaño de la población asociada, con potencias que van desde los 10 kW hasta los 100 kW.

Los sistemas de bombeo (capítulo 8) emplean la energía eléctrica que produce el generador fotovoltaico para accionar una motobomba que eleva y transporta agua desde un acuífero hasta un depósito (figura 1.4b) o una red de distribución. Para reducir costes y aumentar la fiabilidad, en estos sistemas es frecuente acumular la energía en forma de energía potencial del agua almacenada en el depósito elevado. Las aplicaciones de los sistemas de bombeo incluyen el suministro de agua para consumo humano o animal, el riego de plantaciones individuales o comunitarias y la desalinización del agua extraída con sistemas de ósmosis inversa.

(A) *Sistema doméstico.*

(B) *Sistema de bombeo con depósito elevado.*

FIGURA 1.4: *Sistemas fotovoltaicos autónomos de electrificación rural.*

Capítulo 2

Geometría Solar

2.1. Geometría del movimiento terrestre

Como es sabido, el movimiento terrestre se compone de una traslación alrededor del Sol y un giro sobre su eje[1]. En el movimiento de traslación la Tierra se desplaza alrededor del Sol siguiendo una elipse de baja excentricidad en la que el Sol ocupa uno de los focos. La duración de este movimiento define un año. Este movimiento está contenido en el llamado plano de la eclíptica (Figura 2.1).

Debido a la baja excentricidad de la elipse, la distancia entre Sol y Tierra durante el movimiento de traslación es variable. Una ecuación simple para describir este distancia está recogida en [Coo69] (ecuación 2.1):

$$r = r_0\{1 + 0{,}017\sin[\frac{2\pi \cdot (d_n - 93)}{365}]\} \tag{2.1}$$

siendo d_n el número de día del año (siendo $d_n = 1$ el 1 de Enero) y r_0 es la distancia promedio en este trayecto, denominada unidad astronómica, $r_0 = 1{,}496 \times 10^8\,\text{km} = 1\,\text{UA}$.

La corrección debida a la excentricidad de la elipse se calcula con la ecuación 2.2:

$$\epsilon_0 = (\frac{r_0}{r})^2 = 1 + 0,033 \cdot \cos(\frac{2\pi d_n}{365}) \tag{2.2}$$

En el movimiento de giro la Tierra rota sobre si misma alrededor de su eje polar, perpendicular al plano ecuatorial terrestre. Entre el eje polar y el plano de la eclíptica hay un ángulo constante de 23,45°. Sin embargo, el ángulo entre el plano ecuatorial y la linea que une Tierra y Sol es variable a lo largo del año. Este ángulo variable es la causa de las estaciones, de que el Sol aparezca más alto en los mediodías veraniegos y los días invernales sean más cortos que los de verano. Utilizando la ecuación 2.1 puede

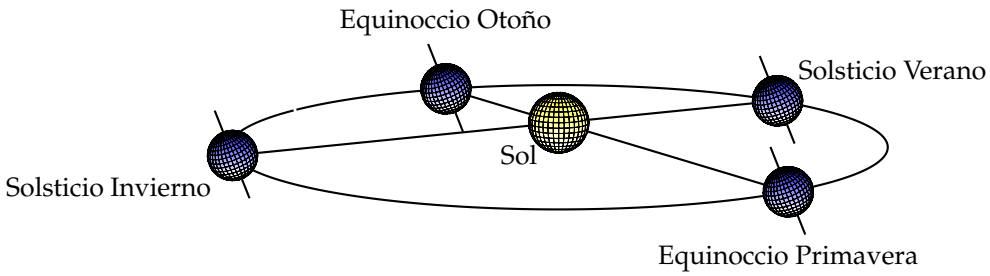


FIGURA 2.1: *Trayectoria Sol-Tierra. Los nombres de los solsticios y equinoccios están particularizados para el hemisferio Norte.*

[1] Las ecuaciones de esta sección están implementadas en la función `fSolD` de `solaR` [Per12b]

comprobarse sin embargo, que la distancia entre Sol y Tierra es mayor en el verano que en el invierno del hemisferio Norte. Así, el efecto debido a la inclinación de los rayos solares es mucho más apreciable en la meteorología que la distancia entre el Sol y la Tierra.

Este ángulo se denomina declinación y puede ser calculado de forma aproximada con la ecuación 2.3 (en grados) y representado en la figura 2.2 [Coo69]. En esta ecuación se supone que la declinación permanece constante a lo largo de un mismo día. Asimismo, el criterio de signos supone considerar positivos los ángulos situados al norte del ecuador terrestre.

$$\delta = 23{,}45^\circ \cdot \sin\left(\frac{2\pi \cdot (d_n + 284)}{365}\right) \tag{2.3}$$

Otros autores han perfeccionado las ecuaciones anteriores. Son destacables las aportaciones de Spencer, Michalsky y Strous [Spe71; Mic88; Str11]. Como ejemplo, se detalla a continuación la propuesta de Spencer (con el resultado en radianes):

$$X = 2\pi \cdot (d_n - 1)/365 \tag{2.4}$$

$$\begin{aligned}\delta = {} & 0{,}006918 - 0{,}399912 \cdot \cos(X) + 0{,}070257 \cdot \sin(X) \\ & - 0{,}006758 \cdot \cos(2X) + 0{,}000907 \cdot \sin(2X) \\ & - 0{,}002697 \cdot \cos(3X) + 0{,}001480 \cdot \sin(3X)\end{aligned} \tag{2.5}$$

$$\begin{aligned}\epsilon_0 = {} & 1{,}000110 + 0{,}034221 \cdot \cos(X) + 0{,}001280 \cdot \sin(X) \\ & + 0{,}000719 \cdot \cos(2X) + 0{,}000077 \cdot \sin(2X)\end{aligned} \tag{2.6}$$

El valor de la declinación toma ciertos valores característicos que definen las estaciones y sus fechas de transición. En los equinoccios[2]la declinación es nula, de forma que el Sol amanece y anochece exactamente por el Este y Oeste, respectivamente, siendo equivalentes la duración de día y noche. En el solsticio de junio (21-22 Junio, día del año 172-173) la declinación toma el valor $\delta = 23{,}45^\circ$. En el hemisferio Norte es llamado de verano, produciéndose aquí el día más largo del año con el Sol amaneciendo por el noreste y anocheciendo por el noroeste. En el solsticio de Diciembre (21-22 Diciembre, día del año 355-356) la declinación toma el valor $\delta = -23{,}45^\circ$. En el hemisferio Norte este solsticio es denominado de invierno, ocurriendo el día más corto, con el Sol amaneciendo por el sureste y anocheciendo por el suroeste[3].

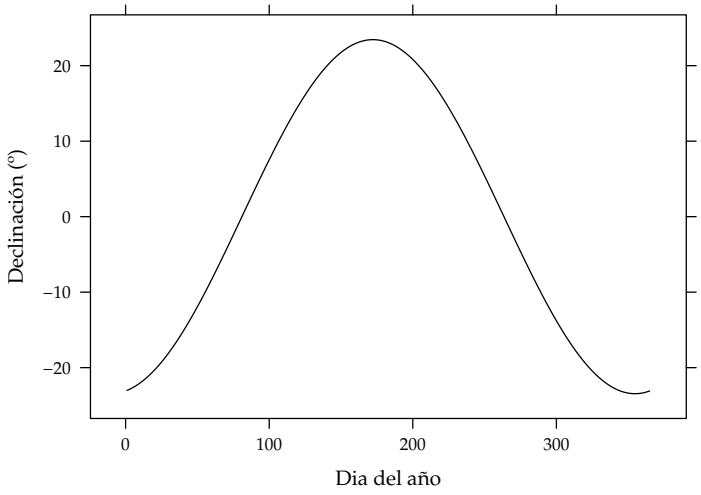


FIGURA 2.2: *Declinación.*

[2]En el hemisferio Norte el equinoccio de primavera ocurre alrededor del 21-22 Marzo (día del año 80-81) y el equinoccio de otoño alrededor del 22-23 Septiembre (día del año 265-266).

[3]Estas consideraciones son traducibles a la óptica del hemisferio Sur teniendo en cuenta que en este hemisferio el solsticio de junio es el de invierno, mientras que el de diciembre es el solsticio de verano.

2.1.1. Movimiento aparente del Sol

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

El meridiano es el arco imaginario que recorre la superficie terrestre desde el polo Norte hasta el polo Sur, y es el lugar geométrico de todos los puntos con la misma longitud. La palabra meridiano proviene del latín *meridies* (mediodía): el mediodía solar es el instante en el que todos los puntos pertenecientes a un mismo meridiano observan al Sol en un lugar intermedio entre el amanecer y el ocaso, alcanzando la altura máxima en el cielo.

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

El sistema basado en los ejes terrestres, ligados a un meridiano, está compuesto por los tres vectores unitarios siguientes (figuras 2.3 y 2.4):

- $\vec{\mu}_p$: vector polar, con la dirección del eje de rotación terrestre y sentido de sur a norte.
- $\vec{\mu}_{ec}$: vector ecuatorial, contenido en el plano ecuatorial terrestre y dirigido hacia la intersección entre este plano y el meridiano (por tanto, indicando la dirección del mediodía solar).
- $\vec{\mu}_\perp$: vector que resulta del producto vectorial $\vec{\mu}_p \times \vec{\mu}_{ec}$, y por tanto perpendicular al plano definido por los vectores polar y ecuatorial en dirección hacia el Este.

El vector solar, $\vec{\mu}_s$, referido a los ejes terrestres depende de la declinación y de un ángulo denominado hora solar (ω) según la ecuación 2.7. El ángulo hora solar, también denominado tiempo solar verdadero o aparente, mide la diferencia entre el instante en cuestión y el mediodía solar. De esta forma la hora solar es nula al mediodía, negativa por la mañana y positiva por la tarde. Así, cuando el Sol está situado en el primer cuadrante de este sistema de referencia (figura: 2.4) ya habrá amanecido pero aún no habrá alcanzado el mediodía solar, y por tanto el ángulo ω tendrá signo negativo (de ahí el signo negativo que acompaña a $\vec{\mu}_\perp$ en la ecuación 2.7) . Además, en este primer cuadrante el Sol está por encima del plano ecuatorial y, por tanto, la declinación es positiva.

$$\vec{\mu}_s = [\cos(\delta)\cos(\omega)] \cdot \vec{\mu}_{ec} - [\cos(\delta)\sin(\omega)] \cdot \vec{\mu}_\perp + \sin(\delta) \cdot \vec{\mu}_p \tag{2.7}$$

El sistema basado en los ejes locales está ligado a un meridiano y a un punto del mismo con latitud ϕ (figuras 2.5 y 2.6):

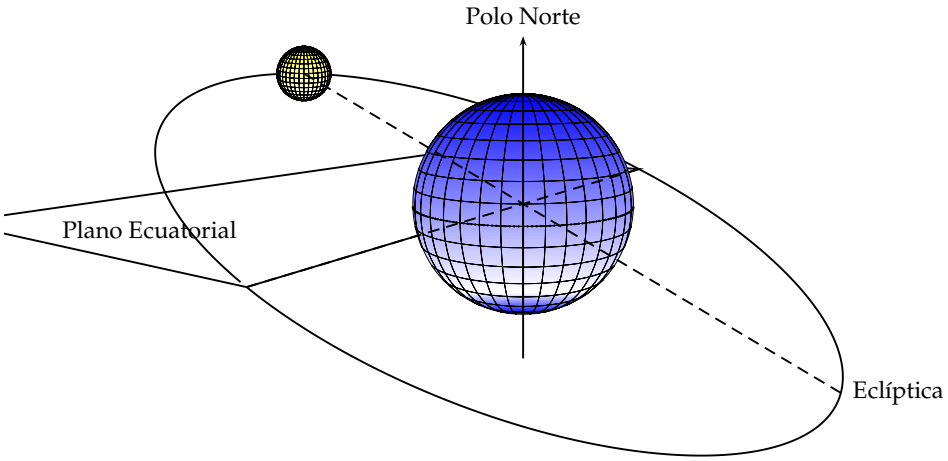


FIGURA 2.3: *Sistema geocéntrico según el cual el Sol parece girar alrededor de la Tierra.*

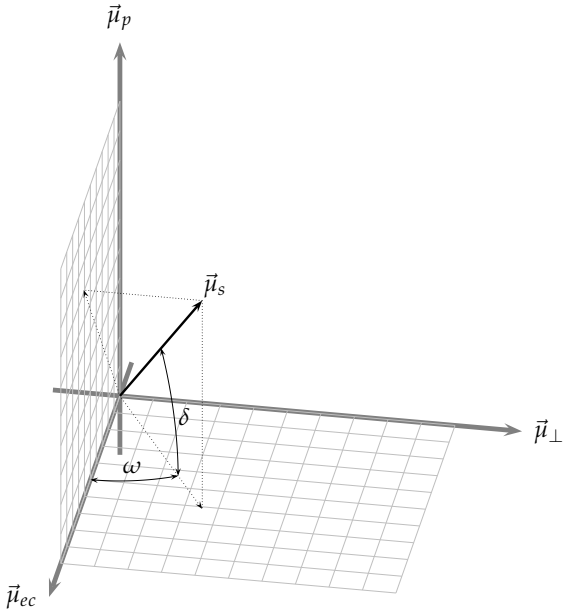


FIGURA 2.4: *Sistema de Coordenadas basado en los ejes terrestres.*

- $\vec{\mu}_c$: vector cenital, perpendicular a la superficie terrestre.
- $\vec{\mu}_h$: vector tangente al meridiano en dirección al ecuador y, por tanto, dirigido hacia el horizonte sur en el hemisferio norte, y hacia el horizonte norte en el hemisferio sur.
- $\vec{\mu}_\perp$: vector perpendicular al plano definido por $\vec{\mu}_c$ y $\vec{\mu}_c$ en dirección hacia el Este [4].

El vector solar referido a los ejes locales (ecuación 2.8) depende del ángulo azimutal solar (ψ_s) y del ángulo cenital solar (θ_{zs}) (figura 2.6). El azimut solar es el ángulo formado por el meridiano solar y el meridiano del lugar (Sur en el hemisferio Norte y Norte en el hemisferio Sur). Este ángulo es cero en el mediodía solar, negativo por la mañana y positivo por la tarde. Este criterio explica el signo negativo que acompaña a $\vec{\mu}_\perp$ en la ecuación 2.8. El ángulo cenital solar es el ángulo formado por el vector solar y la vertical en el lugar. Su complementario es la altura o elevación solar.

$$\vec{\mu}_s = [\cos(\psi_s)\sin(\theta_{zs})] \cdot \vec{\mu}_h - [\sin(\psi_s)\sin(\theta_{zs})] \cdot \vec{\mu}_\perp + \cos(\theta_{zs}) \cdot \vec{\mu}_c \tag{2.8}$$

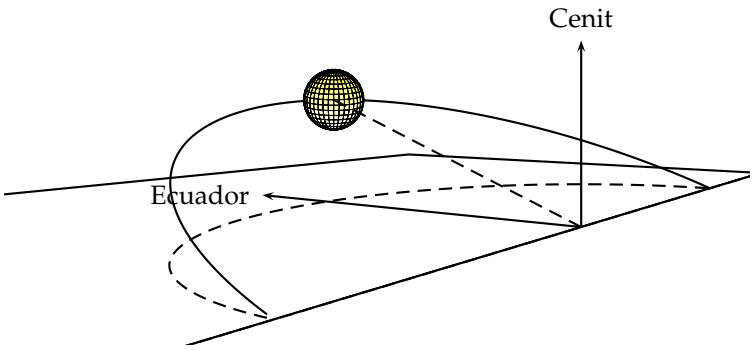


FIGURA 2.5: *Movimiento aparente del Sol desde un lugar de la Tierra.*

[4]Dado que el vector $\vec{\mu}_h$ está orientado hacia el ecuador, para que el vector $\vec{\mu}_\perp$ siempre esté dirigido hacia el Este debe ser el resultado del producto vectorial $\vec{\mu}_c \times \vec{\mu}_h$ en el hemisferio Norte, y $\vec{\mu}_h \times \vec{\mu}_c$ en el hemisferio Sur.

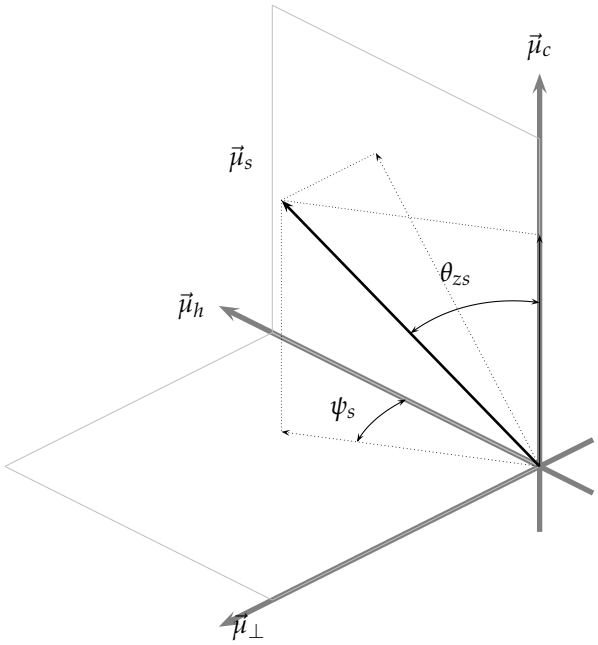


FIGURA 2.6: *Sistema de Coordenadas basado en los ejes locales.*

El cambio de unos ejes a otros (figura 2.7) no es más que el resultado de un giro de ángulo igual a la latitud del lugar, que puede ser expresado mediante una matriz de giro (ecuación 2.9)[CI04]. Sin embargo, en el ecuador terrestre se produce el cambio de signo de la latitud y el vector $\vec{\mu}_h$ de los ejes locales cambia de sentido respecto a los ejes terrestres. Estas circunstancias se tienen en cuenta en la matriz añadiendo el factor signo(ϕ) en la componente del vector $\vec{\mu}_h$.

$$\begin{pmatrix} \vec{\mu}_{ec} \\ \vec{\mu}_\perp \\ \vec{\mu}_p \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \text{signo}(\phi)\cdot\sin(\phi) & 0 & \cos(\phi) \\ 0 & 1 & 0 \\ -\text{signo}(\phi)\cdot\cos(\phi) & 0 & \sin(\phi) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \vec{\mu}_h \\ \vec{\mu}_\perp \\ \vec{\mu}_c \end{pmatrix} \tag{2.9}$$

Si se desea hacer la transformación en sentido inverso, basta con utilizar la traspuesta de esta matriz de giro :

$$\begin{pmatrix} \vec{\mu}_h \\ \vec{\mu}_\perp \\ \vec{\mu}_c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \text{signo}(\phi)\cdot\sin(\phi) & 0 & -\text{signo}(\phi)\cdot\cos(\phi) \\ 0 & 1 & 0 \\ \cos(\phi) & 0 & \sin(\phi) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \vec{\mu}_{ec} \\ \vec{\mu}_\perp \\ \vec{\mu}_p \end{pmatrix} \tag{2.10}$$

Para deducir las ecuaciones de movimiento solar respecto a generadores fotovoltaicos, lo más útil es utilizar el vector solar referido a los ejes locales a partir de la ecuación (2.7). Utilizando la matriz de giro correspondiente, el vector solar depende ahora de la latitud, el ángulo de declinación terrestre y la hora solar:

$$\begin{aligned} \vec{\mu}_s = {} & \text{signo}(\phi)\cdot[\cos(\delta)\cos(\omega)\sin(\phi) - \cos(\phi)\sin(\delta)]\cdot\vec{\mu}_h - \\ & -[\cos(\delta)\sin(\omega)]\cdot\vec{\mu}_\perp + \\ & +[\cos(\delta)\cos(\omega)\cos(\phi) + \sin(\delta)\sin(\phi)]\cdot\vec{\mu}_c \end{aligned} \tag{2.11}$$

y por simple comparación con la ecuación (2.8) se deduce la relación entre los ángulos cenital y azimutal con estos tres ángulos solares[5]:

$$\cos(\theta_{zs}) = \vec{\mu}_c\cdot\vec{\mu}_s = \cos(\delta)\cos(\omega)\cos(\phi) + \sin(\delta)\sin(\phi) \tag{2.12}$$

[5]Ecuaciones implementadas en las funciones `fSolI` y `calcSol` de `solaR` [Per12b]

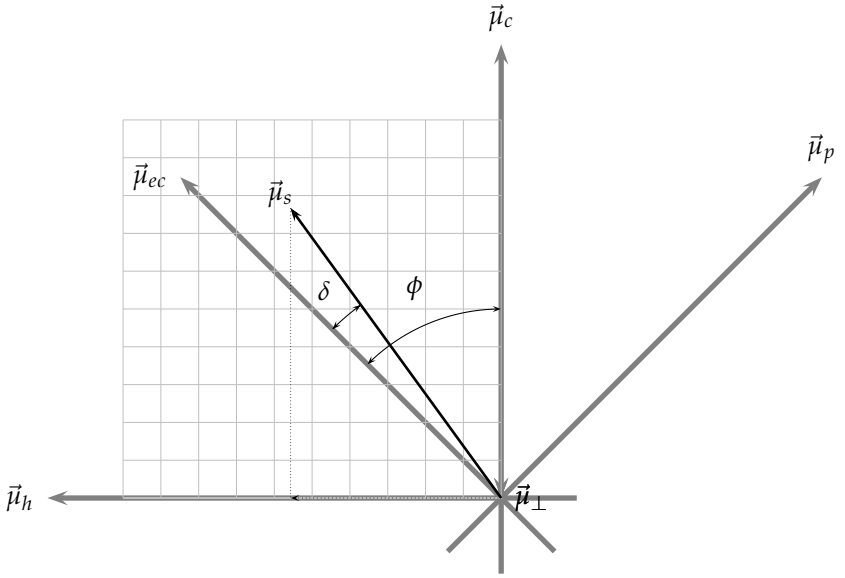


FIGURA 2.7: *Relación entre los sistemas de coordenadas terrestre y local (particularizado para el hemisferio Norte).*

$$\vec{\mu}_s \cdot \vec{\mu}_\perp = -\sin(\psi_s)\sin(\theta_{zs}) \tag{2.13}$$

$$\vec{\mu}_s \cdot \vec{\mu}_h = \text{signo}(\phi) \cdot \cos(\psi_s)\sin(\theta_{zs}) \tag{2.14}$$

$$\cos(\psi_s) = \text{signo}(\phi) \cdot \frac{\cos(\delta)\cos(\omega)\sin(\phi) - \cos(\phi)\sin(\delta)}{\sin(\theta_{zs})} \tag{2.15}$$

$$\sin(\psi_s) = \frac{\cos(\delta)\sin(\omega)}{\sin(\theta_{zs})} = \frac{\cos(\delta)\sin(\omega)}{\cos(\gamma_s)} \tag{2.16}$$

donde el ángulo γ_s es la altura solar, complementario del ángulo cenital.

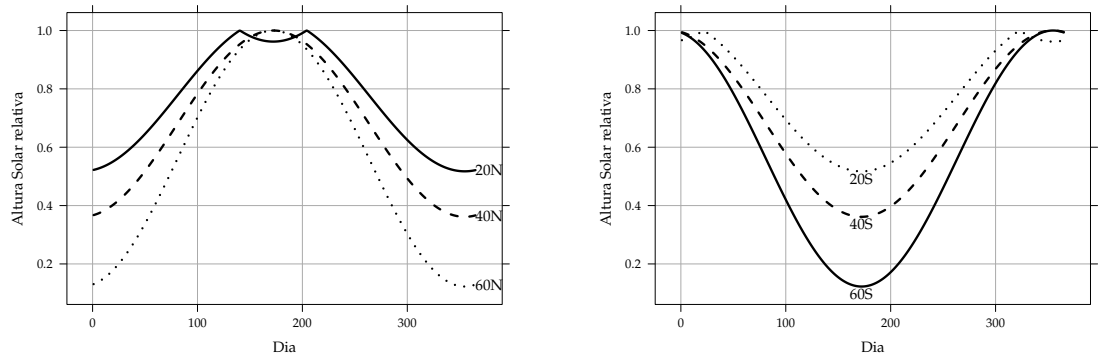
Para obtener el valor del ángulo acimutal se debe situar la proyección del sol en el cuadrante correcto. La función arco coseno permite decidir entre el primer[6] y segundo[7] cuadrante, o entre tercer[8] y cuarto[9] cuadrante, pero no es capaz de discriminar entre el primer y cuarto cuadrante (o entre el segundo y tercer cuadrante). Esta diferencia se resuelve sabiendo si el sol ha atravesado ya la línea del mediodía (primer y segundo cuadrante) o aún no (tercer y cuarto cuadrante). Para resolver este problema la combinación del arco coseno aplicado a la ecuación (2.15) junto con el signo de la hora solar es particularmente recomendable.

En la figura 2.8 se representa la altura solar al mediodía a lo largo del año en localidades de los dos hemisferios. Para apreciar la variación de este ángulo con la latitud la altura está normalizada con el valor máximo anual de este ángulo en cada localidad. Así, la diferencia entre la altura solar de los meses invernales y la de los meses veraniegos es más apreciable para las localidades alejadas del Ecuador.

En la figura 2.9 se muestran dos diagramas de trayectoria solar definidos por los ángulos de acimut y elevación para dos latitudes diferentes. Por ejemplo, estos diagramas muestran que la localidad situada en el hemisferio Sur observa el Sol con mayor elevación durante el mes de Diciembre. La utilidad de estos diagramas, además de para comprender el movimiento aparente del Sol y su relación con la latitud, será mostrada con mayor detalle al calcular las sombras lejanas que inciden en un sistema fotovoltaico (sección 6.4.1).

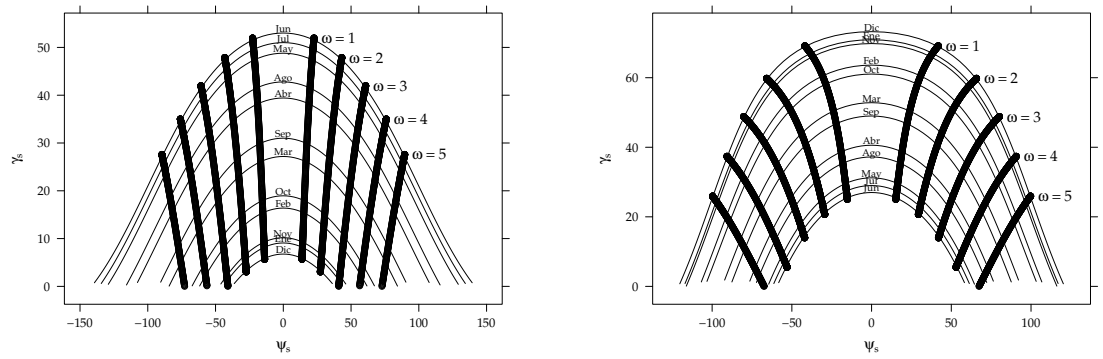
Utilizando la ecuación 2.12 podemos calcular la hora solar correspondiente al amanecer y atardecer, situaciones caracterizadas por una altura solar nula. Por tanto, con $\theta_{zs} = 90°$, el ángulo correspondiente al amanecer[10] (negativo según el criterio de signos) es:

[6] Entre Sur y Oeste
[7] Entre Oeste y Norte
[8] Entre Norte y Este
[9] Entre Sur y Este
[10] En otras referencias bibliográficas se emplea el ángulo correspondiente al atardecer, y por tanto es necesario tener la precaución de cambiar el signo al comparar cálculos.



(A) *Altura mediodía hemisferio Norte.* (B) *Altura mediodía hemisferio Sur.*

FIGURA 2.8: *Altura relativa al mediodía a lo largo del año.*



(A) *Latitud* 60°N. (B) *Latitud* 40°S.

FIGURA 2.9: *Diagrama de trayectoria solar según los ángulos de elevación y acimut en dos localidades terrestres.*

$$\omega_s = -\arccos(-\tan\delta\tan\phi) \tag{2.17}$$

La duración de un día [11] cualquiera es $2 \cdot |\omega_s|$, dependiente del día del año a través de la declinación y del lugar de la superficie terrestre a través de la latitud. La figura 2.10 permite observar que la duración del día es constante en los lugares ecuatoriales y que la diferencia de esta duración en los equinoccios y solsticios es tanto más apreciable cuanto mayor sea la latitud.

Desde los círculos polares ($\phi = \pm 66{,}55°$) hasta los polos, en algunos días del año el sol permanece siempre por encima del horizonte. A estos días de veinticuatro horas de duración se les denomina días polares. En su contrapartida, las noches de veinticuatro horas, el sol permanece continuamente por debajo del horizonte. En estos días, el valor de $-\tan\delta\tan\phi$ es menor que -1 (días polares) o mayor que 1 (noches polares), luego la ecuación (2.17) debe ampliarse para tenerlo en cuenta (ω_s expresado en radianes):

$$\omega_s = \begin{cases} -\arccos(-\tan\delta\tan\phi) & \text{si } |\tan\delta\tan\phi| < 1 \\ -\pi & \text{si } -\tan\delta\tan\phi < -1 \\ 0 & \text{si } -\tan\delta\tan\phi > 1 \end{cases} \tag{2.18}$$

[11] Para traducir un valor angular en grados a un número de horas es suficiente tener en cuenta que un día completo, correspondiente a 360°, tiene una duración media de 24 horas. Por tanto, 1 h equivale a 15°.

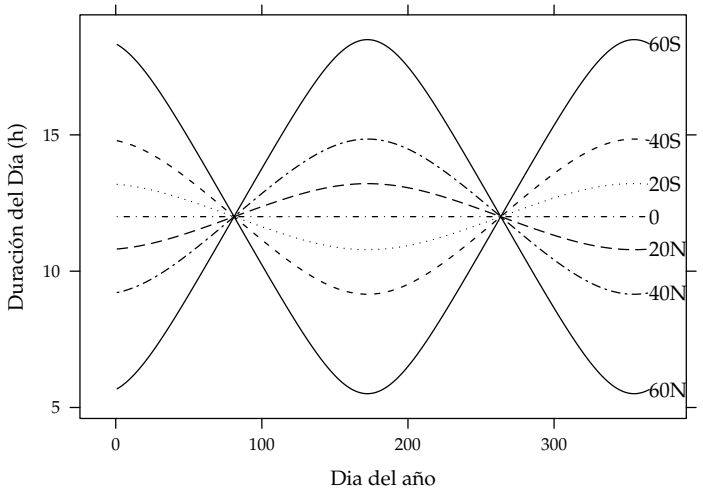


FIGURA 2.10: *Duración del día en diferentes latitudes.*

2.1.2. Hora oficial y hora solar

Para calcular el tiempo solar aparente a partir de la hora oficial (la que podemos leer en un reloj convencional), es necesario realizar varias correcciones. Entendamos primero el origen de la hora oficial y a continuación analicemos brevemente las complicaciones derivadas de emplear el movimiento terrestre como medida temporal.

La hora oficial en un punto del planeta es una medida del tiempo ligada a un meridiano, denominado huso horario, que sirve de referencia para una zona determinada. En la actualidad existen 39 zonas temporales diferentes, si bien la primera propuesta realizada en 1879 dividía al planeta en 24 zonas que abarcaban 15° cada una. Todos los husos horarios se cuentan a partir del meridiano de Greenwich (denominado huso horario GMT) considerando positivos aquellos situados al Este de este huso horario origen. Por ejemplo, a pesar de que la península ibérica se encuentra en la región geográfica de influencia del meridiano de Greenwich, razones de índole práctica ocasionan que la hora oficial de la España peninsular se rija por el huso horario de Centroeuropa[12]. Este huso horario está situado en 15°E y de ahí que se le denomine como GMT+1 . De esta forma, la hora oficial en la España peninsular adelanta en promedio 60 minutos a la hora que corresponde al meridiano de Greenwich. Así se entiende la necesidad de añadir una corrección que tenga en cuenta la distancia angular entre el meridiano local y la longitud del huso horario. Calculamos esta corrección con $\Delta\lambda = \lambda_L - \lambda_H$, siendo λ_L la longitud local y λ_H la longitud del huso horario. Con el criterio de signos que considera positivas las longitudes de los meridianos situados al este del meridiano de Greenwich, $\Delta\lambda$ es positiva cuando la localidad está situada al este de su huso horario. En este caso, su hora oficial estará retrasada respecto a su hora solar local. Como diferencia adicional entre la hora oficial y la hora solar local, debe tenerse en cuenta que algunos estados deciden utilizar un horario de verano por motivos de ahorro energético adelantando en 60 minutos la hora oficial.

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

[12]El lector interesado puede encontrar más información sobre los husos horarios en http://en.wikipedia.org/wiki/Time_zone

ángulo de inclinación del plano de la eclíptica respecto al plano ecuatorial. La ecuación 2.19 (figura 2.11) proporciona el valor de la ecuación del tiempo en minutos [Whi03].

$$\text{EoT} = 229{,}18 \cdot (-0{,}0334 \cdot \sin(M) + 0{,}04184 \cdot \sin(2 \cdot M + 3{,}5884)) \tag{2.19}$$

donde M (en radianes) está relacionado con el día del año a través de la relación $M = \frac{2 \cdot \pi}{365{,}24} \cdot d_n$.

Las correcciones necesarias[13] para traducir la hora oficial, TO, en la hora solar real, ω, quedan sintetizadas en la ecuación 2.20:

$$\omega = 15 \cdot (\text{TO} - \text{AO} - 12) + \Delta\lambda + \frac{\text{EoT}}{4} \tag{2.20}$$

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

Por ejemplo, calculemos la hora solar real correspondiente al día 23 de Abril de 2010 a las 12 de la mañana, hora oficial de la ciudad de A Coruña, Galicia. Esta localidad está contenida en el meridiano de longitud 8,38°W y su hora oficial está regida por el huso horario GMT+1. Por tanto $\lambda_L = -8{,}38°$, $\lambda_H = 15°$ y $\Delta\lambda = -23{,}38°$. En España se aplica el horario de verano y este día está incluido en el período afectado, AO $= 1$. Por último, para este día EoT $= 1{,}78$ min. Con todos estos cálculos parciales obtenemos $\omega = -37{,}94°$ (aproximadamente las 9 y media de la mañana, hora solar real). El Sol culminará ($\omega = 0$) cuando sean las 14:31, hora oficial.

2.2. Geometría de la radiación incidente en sistemas fotovoltaicos

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

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

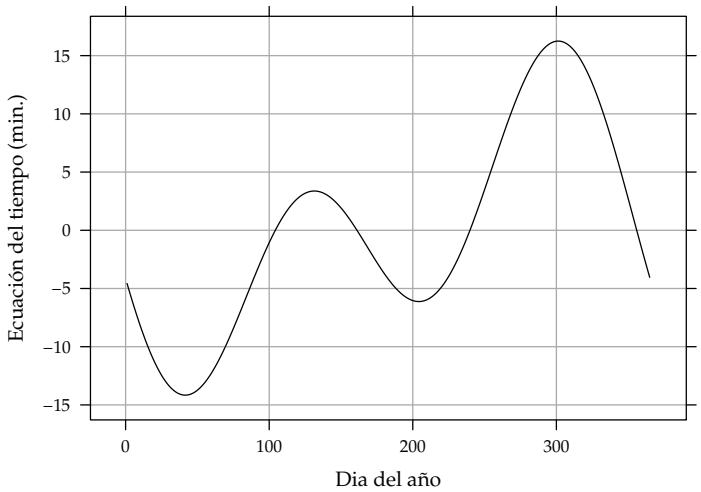


FIGURA 2.11: *Ecuación del tiempo (minutos)*

[13] Implementadas en la función `local2Solar` de `solaR` [Per12b]

A continuación se desarrollan un conjunto de ecuaciones[14] para modelar el comportamiento de las diferentes técnicas de seguimiento. Este primer paso servirá para generar estimaciones de energía producida por cada uno de ellos, estimaciones que serán recogidas en gráficas comparativas de radiación incidente (sección 3.7). También emplearemos estas ecuaciones para estudiar el impacto de las sombras mutuas entre seguidores (apartado 6.4.2).

El mejor método de seguimiento desde la perspectiva de la radiación efectiva incidente o de la producción eléctrica es el de doble eje, que consigue apuntar al sol con precisión a lo largo de todo su recorrido. En los sistemas de concentración es imprescindible adoptar este método, ya que los concentradores, grosso modo, son ciegos a la radiación difusa y tan sólo son capaces de aprovechar el componente directo de la radiación.

En el siguiente puesto de los que optimizan la producción se encuentra el seguimiento acimutal, que sacrifica un movimiento (inclinación del generador) para conseguir sistemas más económicos. El método consiste en girar de este a oeste sobre un eje vertical.

Otro planteamiento diferente es el utilizado por el seguimiento polar. El único eje sobre el que se produce el giro está inclinado de forma paralela al eje de rotación de la Tierra, consiguiendo que el generador aparezca al sol como perpendicular a sus rayos durante gran parte del recorrido. No obstante, las complicaciones estructurales y de giro, y la dificultad de su implantación en grandes plantas han provocado que su uso sea ocasional.

Por último se debe mencionar el método de seguimiento horizontal con eje Norte-Sur. Sus ventajas son la sencillez y estabilidad estructural (el eje es horizontal y paralelo al terreno, con tantos puntos de apoyo como se consideren necesarios), la facilidad de motorización, así como el mejor aprovechamiento del terreno en relación a un sistema de doble eje.

2.2.1. Sistema estático

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

$$\vec{\mu}_\beta = \sin(\beta) \cdot \vec{\mu}_h + \cos(\beta) \cdot \vec{\mu}_c \tag{2.21}$$

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

$$\begin{aligned}
\cos(\theta_s) &= \vec{\mu}_\beta \cdot \vec{\mu}_s \\
&= \text{signo}(\phi) \cdot \big[\sin(\beta)\cos(\delta)\cos(\omega)\sin(\phi) - \\
&- \sin(\beta)\cos(\phi)\sin(\delta)\big] + \\
&+ \cos(\beta)\cos(\delta)\cos(\omega)\cos(\phi) + \\
&+ \cos(\beta)\sin(\delta)\sin(\phi) = \\
&= \cos(\delta)\cos(\omega)\cos(\beta - |\phi|) - \text{signo}(\phi) \cdot \sin(\delta)\sin(\beta - |\phi|)
\end{aligned} \tag{2.22}$$

No siempre es posible dotar al generador de la orientación hacia el ecuador terrestre. En estos casos, el vector director es (figura 2.12):

$$\vec{\mu}_\beta = [\sin(\beta)\cos(\alpha)] \cdot \vec{\mu}_h - [\sin(\beta)\sin(\alpha)] \cdot \vec{\mu}_\perp + \cos(\beta) \cdot \vec{\mu}_c \tag{2.23}$$

y el coseno del ángulo con el vector solar (también denominado ángulo de incidencia):

$$\begin{aligned}
\cos(\theta_s) = \text{signo}(\phi) \cdot \big[&\sin(\beta)\cos(\alpha)\cos(\delta)\cos(\omega)\sin(\phi) - \\
&- \sin(\beta)\cos(\alpha)\cos(\phi)\sin(\delta)\big] + \\
&+ \sin(\beta)\sin(\alpha)\cos(\delta)\sin(\omega) + \\
&+ \cos(\beta)\cos(\delta)\cos(\omega)\cos(\phi) + \\
&+ \cos(\beta)\sin(\delta)\sin(\phi)
\end{aligned} \tag{2.24}$$

[14] Implementadas en la función `fTheta` de `solaR` [Per12b]

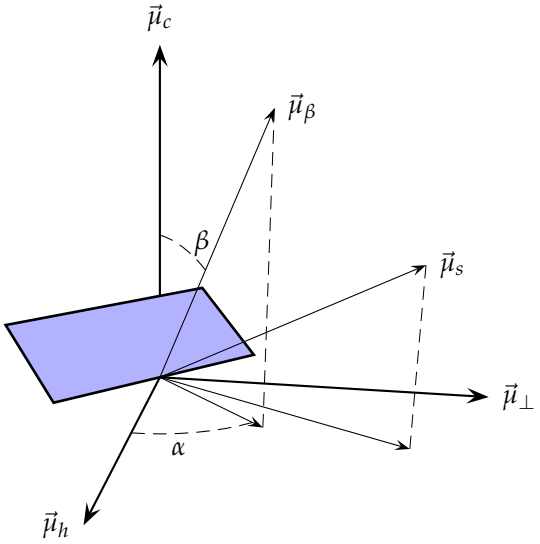


FIGURA 2.12: *Ángulos y vectores en un sistema estático.*

La evolución del coseno del ángulo de incidencia a lo largo del día y año para un sitio con latitud 40°N se representa en la figura 2.13. Es evidente que el ángulo de incidencia es más favorable en las horas cercanas al mediodía solar.

2.2.2. Eje horizontal Norte-Sur

Cuando el movimiento se realiza sobre un eje orientado en sentido norte-sur, considerando que el plano del generador es siempre paralelo a este eje, el vector director del plano del generador es (figura 2.14):

$$\vec{\mu}_{ns} = -\sin(\psi_{ns}) \cdot \vec{\mu}_\perp + \cos(\psi_{ns}) \cdot \vec{\mu}_c \tag{2.25}$$

donde

$$\psi_{ns} < 0 \quad \text{cuando} \quad \omega < 0 \tag{2.26}$$

La condición de buen apuntamiento en esta tipología implica que el vector $\vec{\mu}_{ns}$ es paralelo a la proyección del vector solar contenida en el plano definido por los vectores $\vec{\mu}_\perp$ y $\vec{\mu}_c$:

$$\frac{\sin(\psi_{ns})}{\cos(\delta)\sin(\omega)} = \frac{\cos(\psi_{ns})}{\cos(\delta)\cos(\omega)\cos(\phi) + \sin(\delta)\sin(\phi)} \tag{2.27}$$

y por tanto:

$$\begin{aligned} \tan(\psi_{ns}) &= \frac{\cos(\delta)\sin(\omega)}{\cos(\delta)\cos(\omega)\cos(\phi) + \sin(\delta)\sin(\phi)} = \\ &= \frac{\cos(\delta)\sin(\omega)}{\cos(\theta_z)} = \\ &= \frac{\sin(\omega)}{\cos(\omega)\cos(\phi) + \tan(\delta)\sin(\phi)} \end{aligned} \tag{2.28}$$

Utilizando la ecuación (2.16), esta ecuación puede escribirse de forma alternativa como:

$$\tan(\psi_{ns}) = \frac{\sin(\psi_s)}{\tan(\gamma_s)} \tag{2.29}$$

De esta manera, el ángulo con el vector solar es:

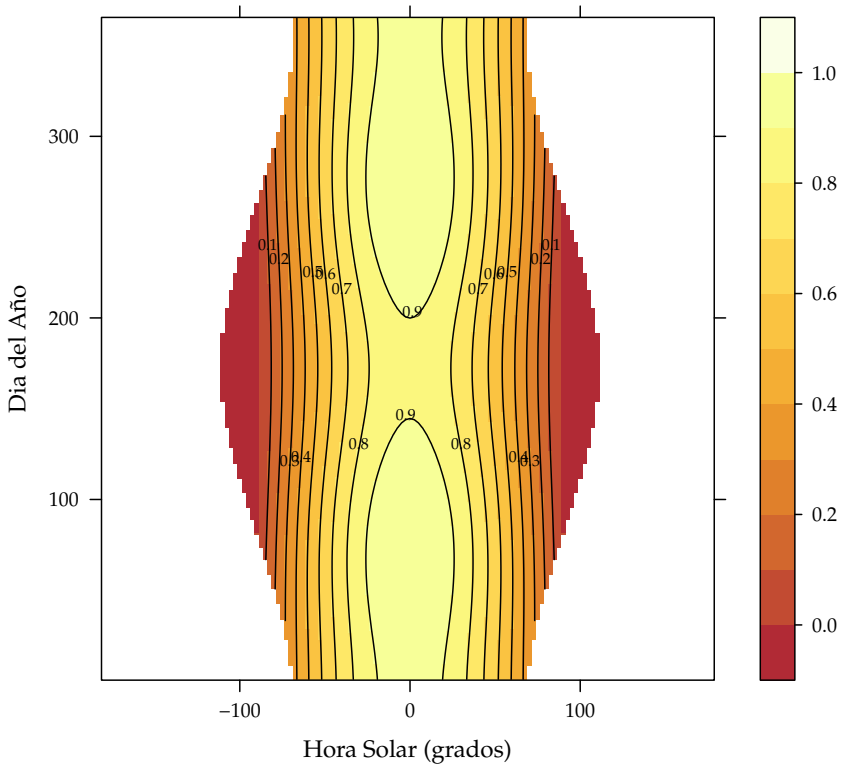


FIGURA 2.13: *Coseno del ángulo de incidencia en un sistema estático a lo largo del día y año para un sitio con latitud* 40°N.

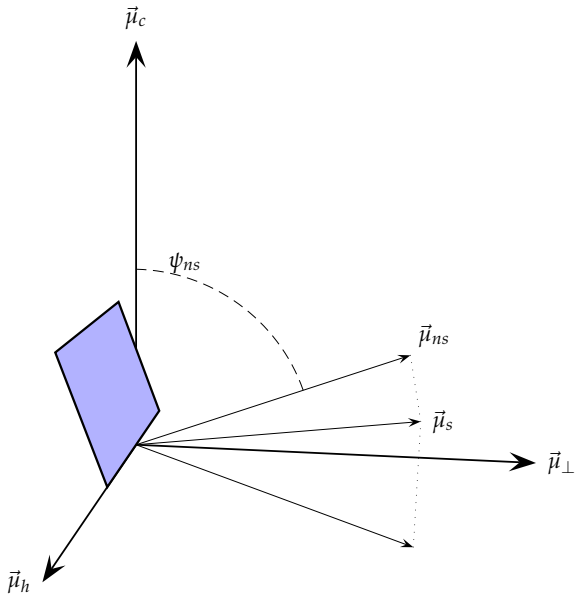


FIGURA 2.14: *Vectores y ángulos en un SFCR de eje horizontal Norte-Sur.*

$$\begin{aligned}\cos(\theta_s) = \vec{\mu}_{ns} \cdot \vec{\mu}_s = \\ = \sin(\psi_{ns}) \cos(\delta) \sin(\omega) + \cos(\psi_{ns}) (\cos(\delta) \cos(\omega) \cos(\phi) + \sin(\delta) \sin(\phi)) = \\ = \cos(\delta) [\sin(\psi_{ns}) \sin(\omega) + \cos(\psi_{ns}) (\cos(\omega) \cos(\phi) + \tan(\delta) \sin(\phi))]\end{aligned} \tag{2.30}$$

Para eliminar el ángulo ψ_{ns} se tiene en cuenta que el factor que multiplica a $\cos(\delta)$ es de la forma $A \cdot \sin(\psi_{ns}) + B \cdot \cos(\psi_{ns})$, y además $\tan(\psi_{ns}) = A/B$. Haciendo una transformación con esta observación, se obtiene:

$$\begin{aligned}A \cdot \sin(\psi_{ns}) + B \cdot \cos(\psi_{ns}) &= B \cdot \frac{\sin^2(\psi_{ns})}{\cos(\psi_{ns})} + B \cdot \cos(\psi_{ns}) \\ &= \frac{B}{\cos(\psi_{ns})}\end{aligned} \tag{2.31}$$

y además

$$\cos(\psi_{ns}) = \sqrt{\frac{1}{1 + \tan^2(\psi_{ns})}} = \frac{B}{\sqrt{A^2 + B^2}} \tag{2.32}$$

Por tanto, combinando las ecuaciones (2.31) y (2.32) obtenemos:

$$A \cdot \sin(\psi_{ns}) + B \cdot \cos(\psi_{ns}) = \sqrt{A^2 + B^2} \tag{2.33}$$

De esta forma, en la ecuación (2.30) el factor mencionado puede reagruparse para escribir el coseno del ángulo de incidencia:

$$\cos(\theta_s) = \cos(\delta) \sqrt{\sin^2(\omega) + (\cos(\omega) \cos(\phi) + \tan(\delta) \sin(\phi))^2} \tag{2.34}$$

Es evidente que el ángulo de inclinación del generador respecto a la superficie horizontal es:

$$\beta = |\psi_{ns}| \tag{2.35}$$

y la orientación del seguidor es constante en valor con signo cambiante según la posición solar respecto al mediodía:

$$\alpha = \frac{\pi}{2} \cdot \text{signo}(\omega) \tag{2.36}$$

La evolución del coseno del ángulo de incidencia a lo largo del día y año para un sitio con latitud 40°N se representa en la figura 2.15. Es evidente que el movimiento realizado por este seguidor mejora sustancialmente el ángulo de incidencia respecto a un sistema estático (2.13).

Cabe la posibilidad de inclinar el plano generador respecto al eje de giro para mejorar el ángulo de incidencia (figura 2.16), y por tanto la producción resultante. Para el desarrollo de las ecuaciones, se emplearán como ejes de referencia unos ejes móviles ligados al propio seguidor:

- $\vec{\mu}_{eje}$: coincidente con el eje del seguidor, y también con el vector $\vec{\mu}_h$ (figura 2.6).
- $\vec{\mu}_D$: vector perpendicular al eje de giro y contenido en el plano perpendicular al plano del generador.
- $\vec{\mu}_\perp$: vector perpendicular al plano definido por los dos vectores anteriores.

Es inmediato comprobar que el vector director es, en este sistema de referencia, equivalente al de un sistema estático:

$$\vec{\mu}_{ns\lambda}|_{ejes\ moviles} = \vec{\mu}_\beta \tag{2.37}$$

$$\vec{\mu}_{ns\lambda}|_{ejes\ moviles} = \sin(\lambda) \cdot \vec{\mu}_{eje} + \cos(\lambda) \vec{\mu}_D \tag{2.38}$$

donde se ha utilizado el ángulo λ para referirnos a la inclinación del plano generador respecto al eje de giro. La relación entre este sistema de referencia y el sistema local utilizado hasta ahora viene definido por otra matriz de giro:

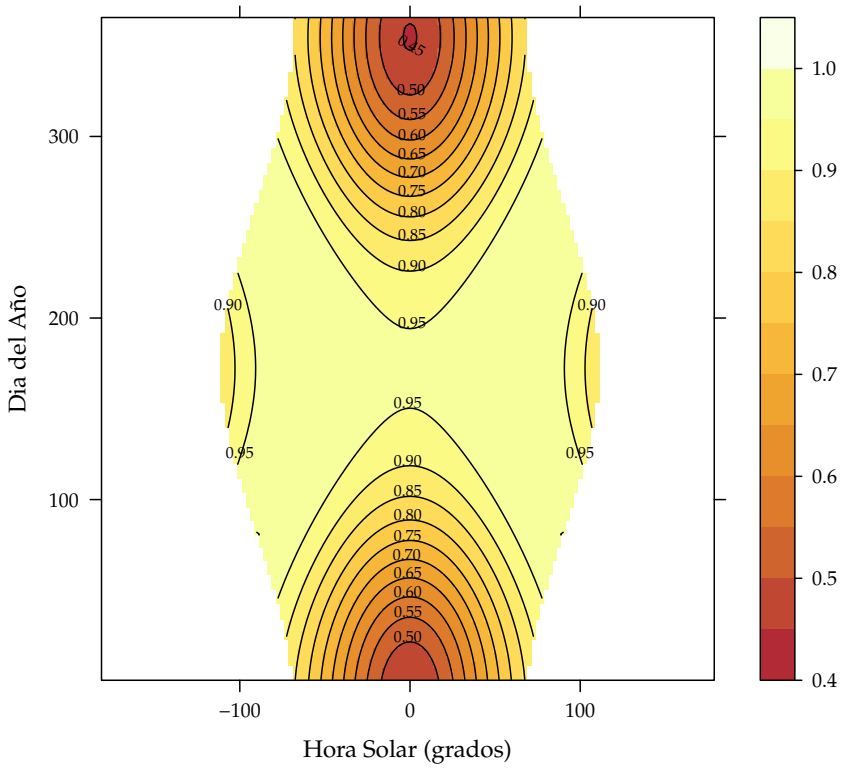


FIGURA 2.15: *Coseno del ángulo de incidencia en un sistema de eje horizontal Norte-Sur a lo largo del día y año para un sitio con latitud* 40°N.

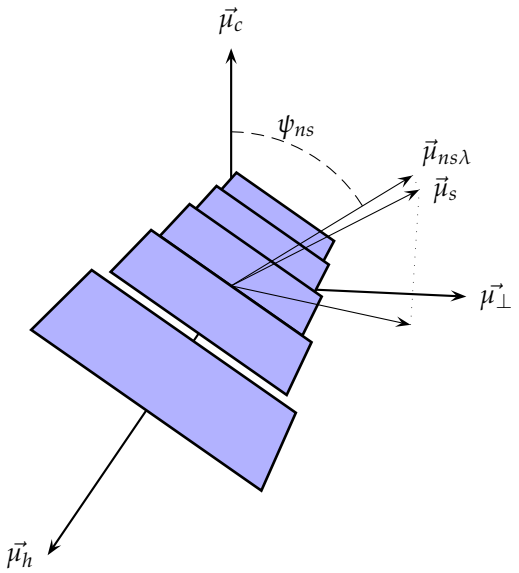


FIGURA 2.16: *Lamas inclinadas en seguidor de eje horizontal Norte-Sur.*

$$\begin{bmatrix} \vec{\mu}_{eje} \\ \vec{\mu}_H \\ \vec{\mu}_D \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & \cos(\psi_{ns}) & \sin(\psi_{ns}) \\ 0 & -\sin(\psi_{ns}) & \cos(\psi_{ns}) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \vec{\mu}_h \\ \vec{\mu}_\perp \\ \vec{\mu}_c \end{bmatrix} \tag{2.39}$$

y por tanto, el vector director, referido ahora al sistema local, es:

$$\begin{aligned} \vec{\mu}_{ns\lambda} &= \begin{bmatrix} \sin(\lambda) & 0 & \cos(\lambda) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & \cos(\psi_{ns}) & -\sin(\psi_{ns}) \\ 0 & -\sin(\psi_{ns}) & \cos(\psi_{ns}) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \vec{\mu}_h \\ \vec{\mu}_\perp \\ \vec{\mu}_c \end{bmatrix} \\ &= \sin(\lambda) \cdot \vec{\mu}_h + -\cos(\lambda)\sin(\psi_{ns}) \cdot \vec{\mu}_\perp + \cos(\lambda)\cos(\psi_{ns}) \cdot \vec{\mu}_c \end{aligned} \tag{2.40}$$

La condición de buen apuntamiento es la misma que en el caso del plano generador paralelo al eje de giro. Ahora, el ángulo con el vector solar es:

$$\begin{aligned} \cos(\theta_s) &= \vec{\mu}_{ns\lambda} \cdot \vec{\mu}_s \\ &= \text{signo}(\phi) \cdot \sin(\lambda) \cdot (\cos(\delta)\cos(\omega)\sin(\phi) - \cos(\phi)\sin(\delta)) + \\ &+ \cos(\lambda)\sin(\psi_{ns})\cos(\delta)\sin(\omega) + \\ &+ \cos(\lambda)\cos(\psi_{ns}) \cdot (\cos(\delta)\cos(\omega)\cos(\phi) + \sin(\delta)\sin(\phi)) \\ &= \cos(\delta) \cdot \{\text{signo}(\phi) \cdot \sin(\lambda) \cdot (\cos(\omega)\sin(\phi) - \cos(\phi)\tan(\delta)) + \\ &+ \cos(\lambda) \cdot [\sin(\psi_{ns})\sin(\omega) + \cos(\psi_{ns}) \cdot (\cos(\omega)\cos(\phi) + \tan(\delta)\sin(\phi))]\} \end{aligned} \tag{2.41}$$

que puede reagruparse en la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} \cos(\theta_s) = \cos(\delta) \cdot [&\text{signo}(\phi) \cdot \sin(\lambda)\,(\cos(\omega)\sin(\phi) - \cos(\phi)\tan(\delta)) + \\ &+ \cos(\lambda) \cdot \sqrt{\sin^2(\omega) + (\cos(\omega)\cos(\phi) + \tan(\delta)\sin(\phi))^2}\Big] \end{aligned} \tag{2.42}$$

Es inmediato comprobar que el caso particular $\lambda = 0$ convierte a esta ecuación en la deducida para la situación anterior.

Por último, el ángulo de inclinación respecto al plano horizontal es ahora:

$$\cos(\beta) = \vec{\mu}_{ns\lambda} \cdot \vec{\mu}_r = \cos(\lambda)\cos(\psi_{ns}) \tag{2.43}$$

Para calcular el ángulo de orientación respecto al ecuador, se utilizará la proyección del vector director sobre el plano horizontal. Sea $\vec{v} = \vec{\mu}_{ns\lambda}|_{h,\perp}$,

$$\cos(\alpha) = \frac{\vec{v} \cdot \vec{\mu}_h}{|\vec{v}|} = \frac{\sin(\lambda)}{\sqrt{\sin^2(\lambda) + \cos^2(\lambda) \cdot \sin^2(\psi_{ns})}} \tag{2.44}$$

2.2.3. Eje horizontal Este-Oeste

Cuando el movimiento se realiza sobre un eje orientado en sentido Este-Oeste, considerando que el plano del generador es siempre paralelo a este eje, el vector director del plano del generador es:

$$\vec{\mu}_{eo} = \sin(\psi_{eo}) \cdot \vec{\mu}_h + \cos(\psi_{eo}) \cdot \vec{\mu}_c \tag{2.45}$$

El vector $\vec{\mu}_{eo}$ está contenido en el plano definido por $\vec{\mu}_h$ y $\vec{\mu}_c$, y por tanto:

$$\tan(\psi_{eo}) = \frac{\cos(\delta)\cos(\omega)\sin(\phi) - \cos(\phi)\sin(\delta)}{\cos(\delta)\cos(\omega)\cos(\phi) + \sin(\delta)\sin(\phi)} \cdot \text{signo}(\phi) \tag{2.46}$$

$$\begin{aligned} \cos(\theta_s) &= \text{signo}(\phi) \cdot \sin(\psi_{eo}) \cdot (\cos(\delta)\cos(\omega)\sin(\phi) - \cos(\phi)\sin(\delta)) + \\ &+ \cos(\psi_{eo}) \cdot (\cos(\delta)\cos(\omega)\cos(\phi) + \sin(\delta)\sin(\phi)) \\ &= \cos(\delta) \cdot \sqrt{\cos^2(\omega) + \tan^2(\delta)} \end{aligned} \tag{2.47}$$

donde se ha utilizado una ecuación equivalente a la (2.33), mostrada en el seguimiento horizontal Norte-Sur. En este seguimiento, el ángulo de apuntamiento no depende de la latitud.

2.2.4. Eje inclinado un ángulo λ

Cuando el movimiento se realiza sobre un eje inclinado un ángulo λ respecto al plano horizontal, el vector director del plano del generador en el sistema de referencia definido por los ejes móviles es:

$$\vec{\mu}_\lambda|_{ejes\ moviles} = -\sin(\psi_{ns}) \cdot \vec{\mu}_H + \cos(\psi_{ns}) \cdot \vec{\mu}_D \tag{2.48}$$

La relación entre este sistema de referencia y el sistema local viene definido por otra matriz de giro:

$$\begin{pmatrix} \vec{\mu}_{eje} \\ \vec{\mu}_H \\ \vec{\mu}_D \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cos(\lambda) & 0 & -\sin(\lambda) \\ 0 & 1 & 0 \\ \sin(\lambda) & 0 & \cos(\lambda) \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \vec{\mu}_h \\ \vec{\mu}_\perp \\ \vec{\mu}_c \end{pmatrix} \tag{2.49}$$

y por tanto, el vector director, referido ahora al sistema local, es:

$$\begin{aligned} \vec{\mu}_\lambda &= \begin{pmatrix} 0 & -\sin(\psi_{ns}) & \cos(\psi_{ns}) \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \cos(\lambda) & 0 & -\sin(\lambda) \\ 0 & 1 & 0 \\ \sin(\lambda) & 0 & \cos(\lambda) \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \vec{\mu}_h \\ \vec{\mu}_\perp \\ \vec{\mu}_c \end{pmatrix} \\ &= \begin{pmatrix} \cos(\psi_{ns}) \cdot \sin(\lambda) \\ -\sin(\psi_{ns}) \\ \cos(\psi_{ns}) \cdot \cos(\lambda) \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \vec{\mu}_h \\ \vec{\mu}_\perp \\ \vec{\mu}_c \end{pmatrix} \end{aligned} \tag{2.50}$$

El ángulo con el vector solar es:

$$\begin{aligned} \cos(\theta_s) &= \vec{\mu}_s \cdot \vec{\mu}_\lambda = \\ &= \cos(\psi_{ns}) \cdot [\cos(\delta)\cos(\omega)\cos(\lambda - |\phi|) - \text{signo}(\phi) \cdot \sin(\delta) \cdot \sin(\lambda - |\phi|)] + \\ &+ \sin(\psi_{ns})\cos(\delta)\sin(\omega) \\ &= \cos(\delta) \cdot [(\cos(\psi_{ns}) \cdot \cos(\delta)\cos(\omega)\cos(\lambda - \phi) - \tan(\delta) \cdot \text{signo}(\phi) \cdot \sin(\lambda - |\phi|)) + \sin(\psi_{ns})\sin(\omega)] \end{aligned} \tag{2.51}$$

Se calcula ahora $\vec{\mu}_s|_{ejes\ moviles}$ utilizando como matriz de giro la transpuesta de la ecuación (2.49) [CI04]:

$$\vec{\mu}_s|_{ejes\ moviles} = \begin{pmatrix} \vec{\mu}_h & \vec{\mu}_\perp & \vec{\mu}_c \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \cos(\lambda) & 0 & \sin(\lambda) \\ 0 & 1 & 0 \\ -\sin(\lambda) & 0 & \cos(\lambda) \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \vec{\mu}_{eje} \\ \vec{\mu}_H \\ \vec{\mu}_D \end{pmatrix} \tag{2.52}$$

La condición de seguimiento es que la proyección del vector solar en el plano normal al seguidor debe ser paralela al vector normal al seguidor. A partir de las ecuaciones deducidas para ejes móviles, esta condición implica:

$$\frac{\cos(\delta)\sin(\omega)}{\cos(\delta)\cos(\omega)\cos(\lambda - \phi) - \sin(\delta) \cdot \text{signo}(\phi) \cdot \sin(\lambda - |\phi|)} = \frac{\sin(\psi_{ns})}{\cos(\psi_{ns})} \tag{2.53}$$

y por tanto:

$$\tan(\psi_{ns}) = \frac{\sin(\omega)}{\cos(\delta)\cos(\omega)\cos(\lambda - \phi) - \tan(\delta) \cdot \text{signo}(\phi) \cdot \sin(\lambda - |\phi|)} \tag{2.54}$$

Se puede reescribir la ecuación de $\cos(\theta_s)$ como:

$$\cos(\theta_s) = \cos(\delta)\sqrt{\sin^2(\omega) + (\cos(\omega)\cos(\lambda - \phi) - \tan(\delta) \cdot \text{signo}(\phi) \cdot \sin(\lambda - |\phi|))^2} \tag{2.55}$$

Cuando $\lambda = |\phi|$ se obtiene el caso particular de seguimiento sobre eje polar:

$$\tan(\psi_{ns}) = \tan(\omega) \tag{2.56}$$

$$\cos(\theta_s) = \cos(\delta) \tag{2.57}$$

$$\cos(\alpha) = \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{\tan^2(\omega)}{\sin^2(\lambda)}}} \tag{2.58}$$

2.2.5. Seguimiento con doble eje y eje acimutal

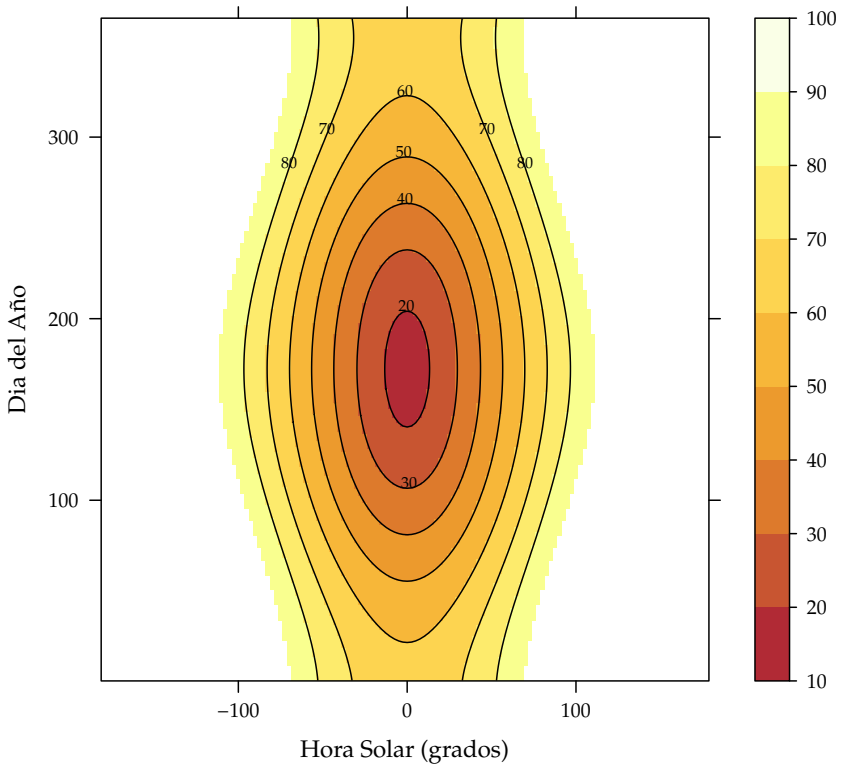
Un seguidor a doble eje mantiene su orientación igual al acimut solar y su inclinación ajustada a la altura solar (figura 2.17), de forma que el vector director del plano generador coincida con el vector solar. De esta forma el ángulo de incidencia es nulo en todo momento:

$$\beta = \theta_z \tag{2.59}$$
$$\alpha = \psi_s \tag{2.60}$$
$$\cos(\theta_s) = 1 \tag{2.61}$$

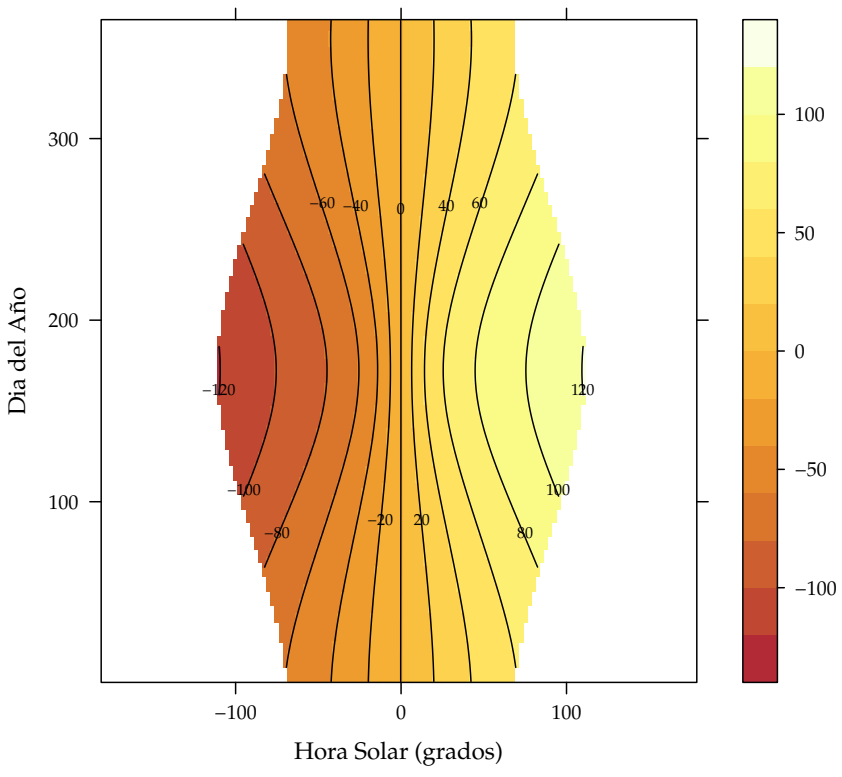
Un seguidor de eje acimutal es una versión reducida de un seguidor de doble eje en el que la inclinación se mantiene constante a lo largo de todo el movimiento:

$$\beta = cte. \tag{2.62}$$
$$\alpha = \psi_s \tag{2.63}$$
$$\cos(\theta_s) = \cos(\beta - \theta_z) \tag{2.64}$$

Como puede observarse en la figura 2.18, el ángulo de incidencia en este seguidor toma valores no nulos en su evolución diaria y anual. Sin embargo, es evidente la mejora respecto al seguidor de eje horizontal y los sistemas estáticos.



(A) *Inclinación*



(B) *Orientación*

FIGURA 2.17: *Inclinación y orientación de un seguidor de doble eje a lo largo del día y año para un sitio con latitud* 40°N.

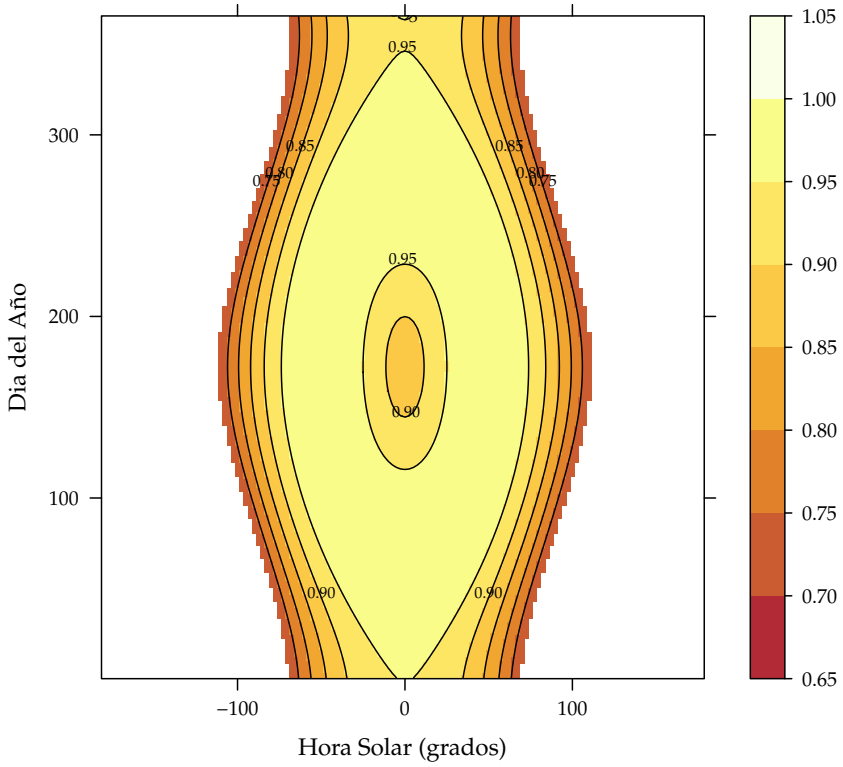


FIGURA 2.18: *Coseno del ángulo de incidencia de un seguidor acimutal a lo largo del día y año para un sitio con latitud* 40°N.

Capítulo 3

Radiación Solar

3.1. Naturaleza de la radiación solar

3.1.1. Radiación fuera de la atmósfera terrestre

La radiación emitida por el Sol atraviesa el espacio vacío en todas direcciones. No sufre pérdidas apreciables por interacción con medios materiales. Sin embargo, la irradiancia solar, definida como la densidad de flujo radiante solar[1], es atenuada de acuerdo con el cuadrado de la distancia. Parte de esta irradiancia solar es interceptada por el planeta Tierra. Dada la relación entre la distancia con el Sol y el tamaño de nuestro planeta, es razonable asumir que su valor es constante en toda la superficie exterior de nuestra atmósfera. Se define la constante solar, B_0 , como el valor de irradiancia solar incidente en un plano normal al vector Sol-Tierra en el límite superior de la atmósfera terrestre. Diferentes campañas de medidas han obtenido valores diferentes para la constante solar, pero se acepta como representativo el valor promedio de $B_0 = 1367\,\mathrm{W/m^2}$ propuesto por la Organización Meteorológica Mundial.

Como hemos expuesto en el capítulo dedicado a la geometría solar, la distancia entre la Tierra y el Sol varía a lo largo del año debido a la excentricidad de la elipse. Esta variación influye en la irradiancia solar que alcanza la atmósfera. Teniendo en cuenta este hecho, para calcular la irradiancia incidente en una superficie tangente a la atmósfera en una latitud determinada emplearemos la ecuación 3.1:

$$B_0(0) = B_0 \cdot \epsilon_0 \cdot \cos\theta_{zs} \tag{3.1}$$

Este valor, denominado como irradiancia extra-atmosférica o extra-terrestre en el plano horizontal, representa el valor límite alcanzable en la superficie terrestre en un plano horizontal. Es importante resaltar que el valor de la irradiancia extra-atmosférica sólo requiere consideraciones geométricas. Así, podemos calcular la irradiación diaria extra-atmosférica integrando la ecuación 3.1, y obteniendo la ecuación 3.2:

$$B_{0d}(0) = -\frac{T}{\pi} B_0 \epsilon_0 \cdot (\omega_s \sin\phi \sin\delta + \cos\delta \cos\phi \sin\omega_s) \tag{3.2}$$

donde ω_s está en radianes y T es la duración del día en horas.

Es posible demostrar que el promedio mensual de esta irradiación diaria coincide numéricamente con el valor de irradiación diaria correspondiente a los denominados "días promedios", días en los que la declinación correspondiente coincide con el promedio mensual (tabla 3.1). Por tanto, podemos calcular el valor medio mensual de la irradiación diaria extra-atmosférica sin más que incluir en la ecuación 3.2 el valor de la declinación de uno de los doce días promedio.

[1] La irradiancia solar es la *potencia* de radiación solar por unidad de área incidente en una superficie. Sus unidades en el S.I. son $\mathrm{W/m^2}$. La irradiación solar es la integral durante un período temporal de la irradiancia y, por tanto, es la *energía* de radiación solar por unidad de área incidente en una superficie. Sus unidades en el S.I. son $\mathrm{Wh/m^2}$.

TABLA 3.1: *Valor d_n correspondiente a los doce días promedio.*

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
d_n	17	45	74	105	135	161	199	230	261	292	322	347

3.1.2. Influencia de la atmósfera terrestre en la radiación solar

A su paso por la atmósfera, la radiación solar es sometida a una combinación de procesos de reflexión, atenuación y difusión que alteran sus características. La reflexión en las nubes disminuye la radiación incidente en la superficie terrestre mientras que la absorción por vapor de agua, ozono y CO_2 produce una modificación de las características espectrales de la radiación. Además, la dispersión por partículas modifica la distribución espacial de la radiación. Dependiendo del tamaño de la partícula en interacción pueden distinguirse tres fenómenos de difusión:

- Difusión de Rayleigh, donde la longitud de onda es mucho mayor que el tamaño de la partícula. Se produce en las capas altas y es responsable del color azul del cielo.
- Difusión de Mie, donde la longitud de onda es de magnitud similar al tamaño de la partícula. Se produce en las capas bajas de la atmósfera.
- Difusión no selectiva, aquella en la que la longitud de onda es mucho menor que el tamaño de la partícula.

Nos será útil definir la masa de aire (*AM, air mass*) como la relación entre el camino recorrido por los rayos directos del Sol a través de la atmósfera hasta la superficie receptora y el que recorrerían en caso de incidencia vertical. Para nuestros efectos es válida la aproximación de la ecuación 3.3:

$$AM = 1/\cos\theta_{zs} \tag{3.3}$$

Para el cálculo de la irradiancia solar que finalmente incide en una superficie arbitraria localizada en corteza terrestre será útil distinguir tres contribuciones diferentes. Estas contribuciones, comúnmente denominadas componentes, son:

- Radiación Directa, B: representa la fracción de irradiancia procedente en línea recta del Sol.
- Radiación Difusa, D: cuantifica la radiación procedente de todo el cielo salvo del Sol, y por tanto incluye todos los rayos dispersados por la atmósfera según los procesos descritos. Es una radiación anisotrópica, cuyo valor depende de la zona celeste de procedencia. Más aún, dado que las propiedades de la atmósfera varían de forma aleatoria con el tiempo, la radiación difusa deberá ser estudiada como un proceso estocástico.
- Radiación del albedo, R o AL: es aquella fracción de radiación procedente de la reflexión en el suelo. Habitualmente supone una contribución muy pequeña y en algunos casos puede ser despreciada.

La suma de estas tres componentes constituye la denominada irradiancia global,

$$G = B + D + R \tag{3.4}$$

3.1.3. Uso de la nomenclatura

Las ecuaciones que modelan el comportamiento de la radiación solar incluyen en su expresión la forma de cada componente de la irradiancia o irradiación, el instante o período en el que se recibe, el período de promedio de los valores y el lugar de incidencia. Es recomendable leer estas expresiones en el orden período, forma, tiempo y lugar utilizando el formato de nomenclatura de la ecuación 3.5:

$$Forma_{tiempo,promedio}(lugar) \tag{3.5}$$

Para expresar el lugar de incidencia caben las siguientes posibilidades:

- (Orientación, Inclinación) : (β, α)
- (Horizontal): (0)
- (Superficie perpendicular al vector solar): (n)
- (En el plano del generador): (I)

Por ejemplo, al escribir $B_h(0)$ leeremos irradiación directa (forma) horaria (tiempo) en el plano horizontal (lugar), mientras que $G_{d,m}(I)$ se lee media mensual (periodo) de la irradiación global (forma) diaria (tiempo) en el plano del generador (lugar).

3.2. Cálculo de componentes de radiación solar

Para poder calcular la energía producida por un sistema fotovoltaico o modelar su evolución temporal será necesario contar con información sobre la radiación incidente en el plano de su generador. Cuando se debe predecir la energía producida por el sistema en un tiempo futuro, el problema a resolver consiste en estimar la irradiancia que recibirá a partir de la información disponible sobre el comportamiento de la radiación en aquel lugar. Cuando se trata de un ejercicio de análisis del comportamiento del sistema fotovoltaico, el problema consiste en traducir los valores de radiación disponibles en los correspondientes a la inclinación y orientación del generador. En general, las bases de datos disponibles recogen información sobre la radiación global en el plano horizontal. Muy frecuentemente esta información se almacena en forma de valores de irradiación diaria, aunque en ocasiones es posible obtener datos de irradiación de períodos de menor longitud (10 minutos o incluso 1 minuto). Por tanto, para resolver ambos problemas, llevaremos a cabo diferentes procedimientos de cálculo que obtendrán información sobre la radiación en unas condiciones diferentes a las de partida.

Como será expuesto a continuación, estos procedimientos estimarán la proporción de cada componente en la radiación global. A partir de estas componentes estimadas, se realizarán transformaciones para calcular la radiación directa y difusa en el plano del generador. Veremos que estos procedimientos deben asumir un determinado comportamiento estocástico y una distribución angular de la radiación difusa.

Uno de los primeros intentos de realizar una descripción del comportamiento estocástico de la radiación solar fue llevado a cabo por Liu y Jordan en 1960 [LJ60]. Para caracterizar la radiación solar en un lugar propusieron el índice de claridad, K_T. Este índice es la relación entre la radiación global y la radiación extra-atmosférica, ambas en el plano horizontal. Según la definición de $B_o(0)$ dada por la ecuación 3.1, al dividir la radiación global con la extra-atmosférica el índice de claridad no depende de las variaciones debidas al movimiento aparente del sol ni de la localidad. El índice de claridad diario es la relación entre los valores diarios de irradiación:

$$K_{Td} = \frac{G_d(0)}{B_{0d}(0)} \tag{3.6}$$

mientras que el índice de claridad mensual es la relación entre las medias mensuales de la irradiación diaria:

$$K_{Tm} = \frac{G_{d,m}(0)}{B_{0d,m}(0)} \tag{3.7}$$

Liu y Jordan propusieron un conjunto de funciones de densidad de probabilidad (FdDPs) para valores diarios del índice de claridad dividiendo la fuente de datos en periodos suficientemente pequeños como para poder considerar que cada periodo está caracterizado por unas características climáticas similares. El periodo mensual parece ser una unidad adecuada. Demostraron que :

1. La forma de la FdDP está muy relacionada con el valor medio del índice de claridad. Dicho en otras palabras, la distribución de valores que presenta la radiación solar durante un periodo está determinada por el valor promedio de la radiación durante ese periodo. Por ejemplo, conocer la media mensual de la radiación solar diaria en un determinado lugar permite saber cómo se comportará la radiación diaria durante ese mes [ACP92].

2. Sólo es significativa la autocorrelación con un día de retraso. Es decir, el índice de claridad para un día concreto sólo está influido por el índice de claridad del día anterior.

Relacionaron este índice de claridad con la fracción de radiación difusa, F_D, calculada como la relación entre la irradiación difusa y la irradiación global, ambas en el plano horizontal:

$$F_D = \frac{D(0)}{G(0)} \tag{3.8}$$

Cuando el cielo es claro (K_T tiende a 1) la nubosidad es poco densa y por tanto la fracción de difusa debe ser baja (F_D tiende a 0). Los cielos nubosos estarán caracterizados por un fracción de difusa elevada pero por índices de claridad bajos. Este análisis intuitivo fue aplicado al análisis de multitud de medidas de estaciones terrestres que recogían simultáneamente valores de radiación difusa y radiación global, y se comprobó la existencia de una correlación negativa entre ambos parámetros. Más aún, dada la definición del índice de claridad, la expresión de la correlación para medias mensuales se hace independiente de la localidad y adquiere validez casi universal. Es de uso frecuente la correlación para índices mensuales propuesta por Page [Pag61](Figura 3.1):

$$F_{Dm} = 1 - 1{,}13 \cdot K_{Tm} \tag{3.9}$$

Por ejemplo, un lugar que recibe en el plano horizontal 3150 $\mathrm{Wh/m^2}$ de media mensual de irradiación global diaria en un mes que corresponde a media mensual de irradiación extraterrestre diaria de 4320 $\mathrm{Wh/m^2}$ tendrá, en ese mes, un índice de claridad mensual $K_{Tm} = \frac{3150}{4320} = 0{,}73$ y, según la correlación de Page, una fracción de difusa $F_{Dm} = 1 - 1{,}13 \cdot 0{,}73 = 0{,}175$. Por tanto, la media mensual de radiación difusa diaria será $D_{d,m}(0) = 0{,}175 \cdot 3150 = 551{,}6\,\mathrm{Wh/m^2}$ y la radiación directa será $B_{d,m}(0) = 3150 - 551{,}6 = 2598{,}4\,\mathrm{Wh/m^2}$.

De la misma forma, se pueden establecer correlaciones entre valores diarios del índice de claridad y la fracción de difusa. Sin embargo, al disminuir la escala temporal la dispersión de valores aumenta sensiblemente y así el error asociado a las regresiones propuestas. Más adelante analizaremos la variabilidad de la radiación solar y su relación con la escala temporal. Por ahora tendremos en cuenta este hecho para manejar con precaución los resultados de las correlaciones para valores diarios. A esta precaución añadimos que el verdadero interés de nuestro análisis consiste en obtener información que nos permita estimar la energía producida por un sistema fotovoltaico durante un período largo (por ejemplo, un año). Como veremos en sucesivos capítulos, el funcionamiento de un sistema fotovoltaico está determinado en primer lugar por la radiación incidente, aunque existen otros factores de segundo

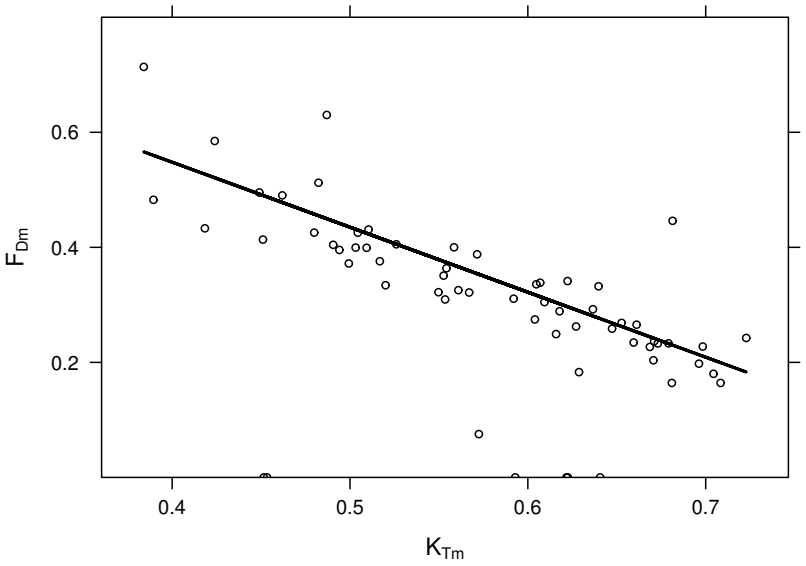


FIGURA 3.1: *Correlación entre el índice de claridad y la fracción de difusa para medias mensuales de valores diarios. Las medidas de radiación han sido obtenidas de la base de datos HELIOS-IES (http://helios.ies-def.upm.es/).*

orden que no se pueden despreciar, principalmente la temperatura. Sin embargo, las fluctuaciones de estos factores de segundo orden sufren una atenuación considerable cuando el período de cálculo es suficientemente largo. Recordando que Liu y Jordan comprobaron que las medias mensuales de la radiación diaria caracterizaban su comportamiento durante ese mes, concluimos que las estimaciones de energía producida pueden realizarse con fiabilidad adecuada empleando las correlaciones para medias mensuales.

Cuando sea necesario el cálculo de la radiación difusa en un día determinado, es recomendable la correlación propuesta por Collares Pereira y Rabl [CPR79](Figura 3.2):

$$F_{Dd} = \begin{cases} 0{,}99 & K_{Td} \leq 0{,}17 \\ 1{,}188 - 2{,}272 \cdot K_{Td} + 9{,}473 \cdot K_{Td}^2 - 21{,}856 \cdot K_{Td}^3 + 14{,}648 \cdot K_{Td}^4 & K_{Td} > 0{,}17 \end{cases} \tag{3.10}$$

En la escala temporal diaria, a pesar de que la definición del índice de claridad permite atenuar la influencia de la latitud, los efectos derivados de la climatología local se hacen más evidentes. De aquí la existencia de una variedad muy amplia de correlaciones para valores diarios (unas 250 publicadas según algunos autores [Mig+01]), muchas de las cuales aplican sólo a un lugar concreto. El lector interesado puede consultar las siguientes referencias [Mig+01; Sol90; GS95; Mac93]. Estos mismos comentarios son aplicables de forma aún más acentuada a las correlaciones entre valores horarios, y como ejemplo se proponen estas referencias[2] [CPR79; EKD82; RBL10].

3.2.1. Datos de radiación

Los datos de radiación disponibles en bases de datos proceden de medidas realizadas por estaciones terrestres o estimadas a partir de imágenes de satélite. Las estaciones terrestres suelen ser estaciones agroclimáticas dedicadas a la medida de variables meteorológicas y climáticas orientadas principalmente al sector agrícola. Uno de los instrumentos que incorporan es el piranómetro, dispositivo capaz de medir la radiación global. En casos excepcionales incluyen un pirheliómetro, dispositivo que mide la radiación directa, o un piranómetro de difusa. La información recogida por las redes de estaciones agroclimáticas suele estar disponible en páginas de Internet. En el apéndice A se incluye una relación de estas páginas.

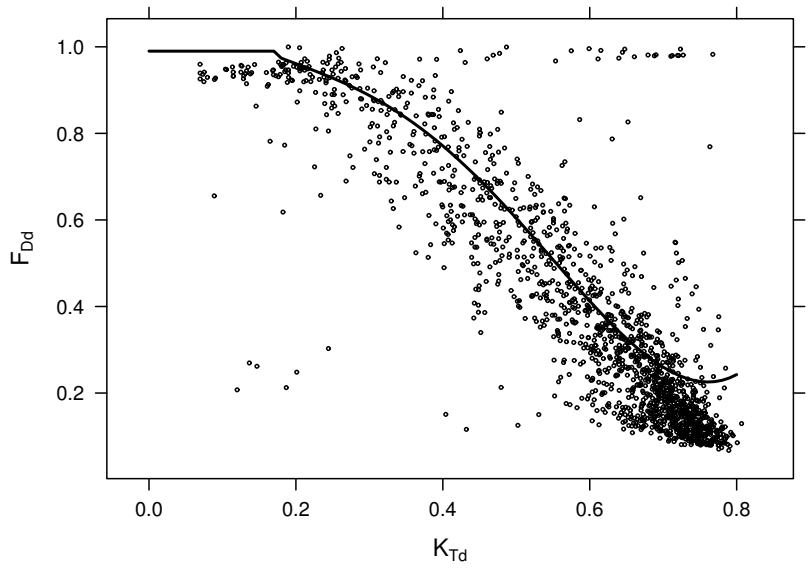


FIGURA 3.2: *Correlación entre el índice de claridad y la fracción de difusa para valores diarios. Las medidas de radiación han sido obtenidas de la base de datos HELIOS-IES (`http://helios.ies-def.upm.es/`).*

[2] Implementadas en `solaR` [Per12b]. Consulte `corrFdKt`.

La cobertura espacial que ofrece la red de estaciones terrestres es muy limitada por lo que frecuentemente hay que recurrir a interpolaciones entre varias estaciones (aproximación válida sólo cuando existe una distancia mínima) o a imágenes de satélite. Las imágenes procedentes de satélites geoestacionarios meteorológicos (por ejemplo, el Meteosat) pueden ser interpretadas para estimar la radiación incidente en la superficie terrestre. Es necesario resaltar que el valor obtenido es una medida indirecta a través de un algoritmo de análisis, con el consiguiente error asociado. No obstante, su alta cobertura espacial y disponibilidad han fomentado su uso en los últimos años. Existen varias bases de datos disponibles en Internet, tales como las que se incluyen en el apéndice A.

Para la elección de la base de datos debe resolverse el compromiso entre cercanía de la medida al lugar de la instalación y larga duración de la base temporal. Debe tenerse en cuenta que las discrepancias entre bases de datos pueden llegar a ser de hasta el 30 %, y por tanto, todos los resultados posteriores deben manejarse sin perder la perspectiva de esta incertidumbre. Por tanto, es sumamente importante referenciar cualquier estimación de energía a la base de datos empleada para el cálculo.

En cualquier caso, la información disponible en las bases de datos suele estar limitada a valores diarios de radiación global en el plano horizontal. A partir de esta información deberemos realizar un procedimiento de cálculo para estimar el valor de la radiación difusa y directa, y trasladar estos valores a los correspondientes en un plano inclinado.

3.3. Radiación en superficies inclinadas

El procedimiento de cálculo[3] que debe recorrerse para obtener valores de irradiación global en un plano inclinado a partir de valores de irradiación global en el plano horizontal es el descrito en la figura 3.3. Partiremos de valores de irradiación global diaria en el plano horizontal. En el caso de disponer sólo de medias mensuales, se emplea la ecuación 3.9 para obtener las respectivas medias mensuales de irradiación difusa y directa diaria en el plano horizontal. Si la información disponible es una serie temporal de valores diarios, la correlación definida por la ecuación 3.10 permite obtener los correspondientes valores diarios de irradiación difusa y directa diaria en el plano horizontal.

A continuación, como paso intermedio para poder efectuar las transformaciones al plano inclinado, estimaremos valores de irradiancia difusa, directa y global en el plano horizontal. Con estas estimaciones de irradiancia en el plano horizontal podremos calcular los valores correspondientes en el plano del generador.

Integrando los valores de irradiancia obtendremos las estimaciones de irradiación diaria difusa, directa y global en el plano del generador. El apellido de "incidente" indica que es el resultado de tener en cuenta la inclinación y orientación del generador. Sin embargo, para considerar también las pérdidas por suciedad, transmitancia del vidrio del módulo y reflexión por incidencia no perpendicular, deberemos realizar un paso adicional y añadir el apellido de "efectiva" a la irradiancia y a la irradiación. Será esta irradiación incidente efectiva la que emplearemos en los cálculos de energía producida por un sistema fotovoltaico.

3.3.1. Estimación de irradiancia a partir de irradiación diaria

Supongamos que disponemos de un conjunto de valores de irradiación diaria difusa, directa y global en el plano horizontal. Para realizar la transformación al plano inclinado es necesario estimar el perfil de irradiancia correspondiente a cada valor de irradiación. Dado que la variación solar durante una hora es baja, podemos suponer que el valor medio de la irradiancia durante esa hora coincide numéricamente con la irradiación horaria.[4]. Por otra parte, el análisis de valores *medios* en *largas* series temporales ha mostrado que la relación entre la irradiancia y la irradiación difusa es equivalente a la existente entre la irradiancia y la irradiación extra-atmosférica [CPR79] (ecuación 3.11):

$$r_D = \frac{D(0)}{D_d(0)} = \frac{B_o(0)}{B_{0d}(0)} \tag{3.11}$$

Este factor r_D es calculable directamente sabiendo que la relación entre irradiancia e irradiación extra-atmosférica es deducible teóricamente a partir de las ecuaciones 3.1 y 3.2:

$$\frac{B_o(0)}{B_{0d}(0)} = \frac{\pi}{T} \cdot \frac{\cos(\omega) - \cos(\omega_s)}{\omega_s \cdot \cos(\omega_s) - \sin(\omega_s)} \tag{3.12}$$

[3] Implementado en la función `calcGef` de `solaR` [Per12b]

[4] Es importante recordar que empleamos unidades de kWh/m^2 para la irradiación y kW/m^2 para la irradiancia.

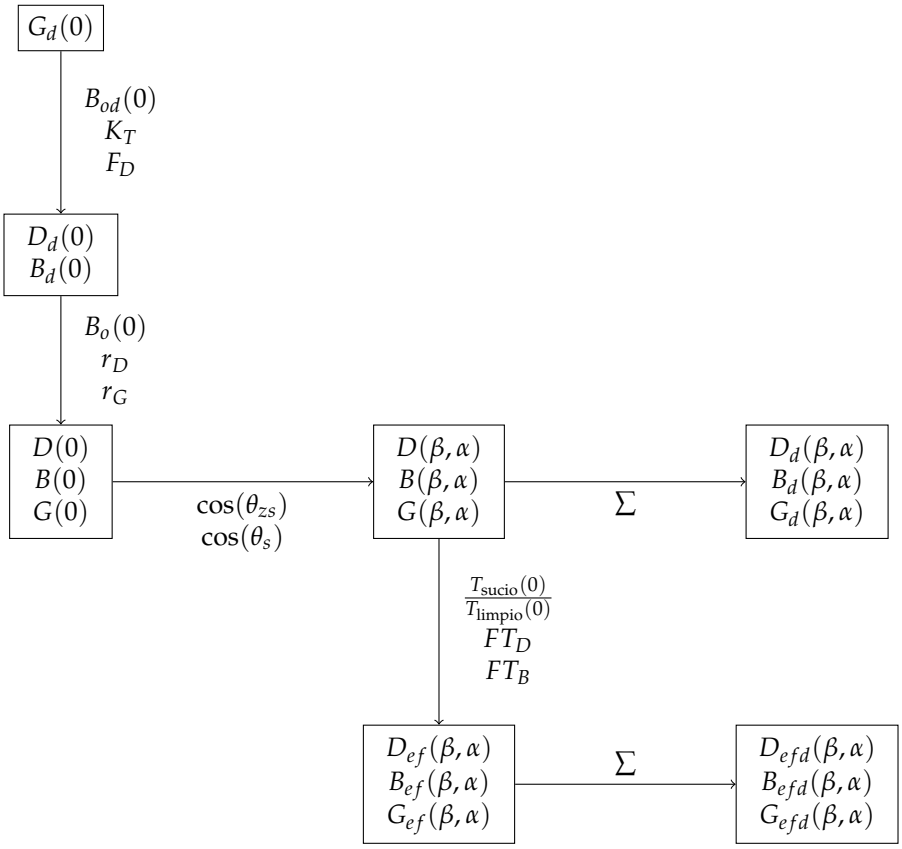


FIGURA 3.3: *Procedimiento de cálculo.*

donde T es la duración del día en horas, ω_s está expresado en radianes[5] y ω corresponde al instante central de la hora correspondiente.

El mismo análisis mostró una relación entre la irradiancia e irradiación global asimilable a una función dependiente de la hora solar (ecuación 3.13):

$$r_G = \frac{G(0)}{G_d(0)} = r_D \cdot (a + b \cdot \cos(\omega)) \tag{3.13}$$

siendo

$$a = 0{,}409 - 0{,}5016 \cdot \sin(\omega_s + \frac{\pi}{3}) \tag{3.14}$$

$$b = 0{,}6609 + 0{,}4767 \cdot \sin(\omega_s + \frac{\pi}{3}) \tag{3.15}$$

donde ω_s es negativa y está expresada en radianes.

Es importante resaltar que estos perfiles proceden de medias sobre largos períodos, y de ahí que, como es observable en la figura 3.4, las fluctuaciones propias del movimiento de nubes a lo largo del día queden atenuadas y se obtenga una curva sin alteraciones. Evidentemente, las dos curvas encierran un área de valor unidad. La curva correspondiente a la radiación global (r_G) es algo más estrecha y elevada que la correspondiente a la difusa. Este hecho se explica teniendo en cuenta que la masa de aire[6] es mayor en el amanecer y atardecer que en el mediodía.

3.3.2. Transformación al plano del generador

Una vez obtenidos los valores de irradiancia en el plano horizontal, podemos estimar las componentes de irradiancia en el plano del generador. La irradiancia directa es calculable mediante criterios

[5] En la publicación original se define ω_s como el ángulo del atardecer, y por tanto con signo positivo. Consecuentemente todas las ecuaciones que se incluyen a continuación tienen los signos cambiados respecto de ese artículo.

[6] Recordemos que la masa de aire es la relación entre caminos recorridos por los rayos directos del Sol a través de la atmósfera. Dado que la radiación global incluye la radiación directa, este efecto es apreciable en su curva y no en la de la radiación difusa.

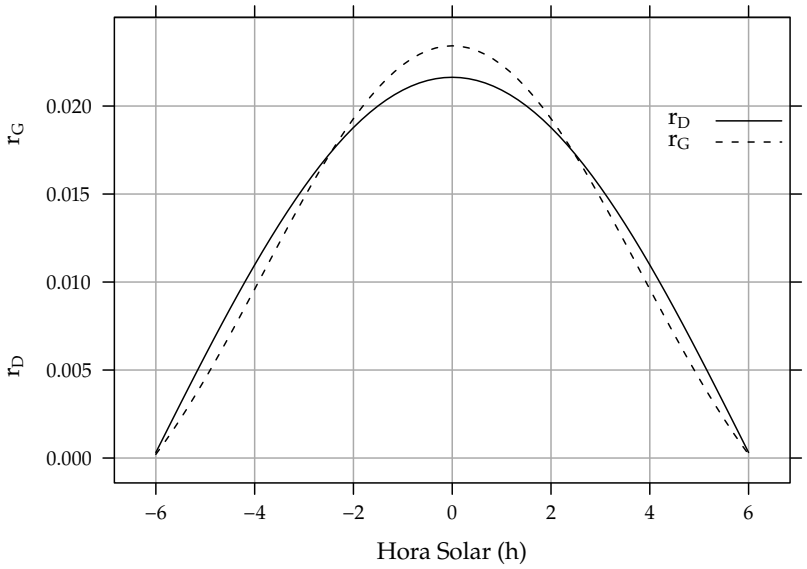


FIGURA 3.4: *Perfil de irradiancia difusa y global obtenido a partir del generador empírico de [CPR79] para valores de irradiancia tomadas cada 10 minutos.*

puramente geométricos, teniendo en cuenta el ángulo cenital solar y el ángulo de incidencia en el generador. Cuando el Sol se encuentra detrás del plano del generador, el coseno del ángulo de incidencia es negativo. Por tanto, para no tomar en consideración la radiación directa en estos instantes, sustituiremos este valor por cero:

$$B(\beta,\alpha) = B(n)\cdot \text{máx}(0,\cos(\theta_s)) \tag{3.16}$$

$$= B(0)\cdot \frac{\text{máx}(0,\cos(\theta_s))}{\cos(\theta_{zs})} \tag{3.17}$$

donde se ha empleado la equivalencia $B(0) = B(n)\cdot\cos(\theta_{zs})$

El cálculo de la radiación difusa es algo más complejo. Debe tomar en consideración en cada instante las contribuciones de aquellos puntos pertenecientes a la región de la esfera celeste que son visibles por el generador. El tamaño de esta región depende de la inclinación del generador, tal y como se muestra en la figura 3.5. La ecuación 3.18 lo expresa en lenguaje matemático, calculando la irradiancia difusa integrando la radiancia[7] en esta región visible (expresada en esta ecuación con el ángulo sólido Ω).

$$D(\beta,\alpha) = \int_{\Omega} L(\theta_z,\psi)\cdot\cos(\theta_z^{'})d\Omega \tag{3.18}$$

donde $\theta_z^{'}$ es el ángulo de incidencia entre el elemento de integración y el plano del generador.

La resolución de la ecuación 3.18 es sumamente compleja debido a que la distribución de la radiancia depende del tamaño, posición, brillo y movimiento de las nubes. Para obtener soluciones abordables es preciso realizar aproximaciones sobre este comportamiento. La primera consiste en suponer que la esfera celeste es isotrópica y por tanto $L(\theta_z,\psi) = \text{cte}$. Con esta aproximación, y teniendo en cuenta la figura 3.5 la irradiancia difusa sobre un plano inclinado es:

$$D(\beta,\alpha) = D(0)\cdot\frac{1+\cos(\beta)}{2} \tag{3.19}$$

[7] La radiancia, L, en una determinada dirección respecto a la normal a la superficie, θ, se define como el flujo de densidad de potencia por unidad de ángulo sólido, $L = \frac{\Phi}{\mathrm{d}A\cdot\mathrm{d}\Omega\cdot\cos\theta}$, donde Φ representa el flujo de potencia, $\mathrm{d}A$ el diferencial de área de la fuente radiante, $\mathrm{d}\Omega$ el diferencial de ángulo sólido que contiene el cono de radiación.

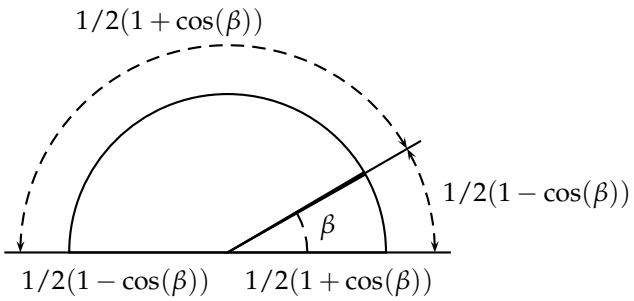


FIGURA 3.5: *Ángulo de visión del cielo.*

Sin embargo, salvo días cubiertos, la esfera celeste no es uniforme, sino que la radiancia difusa es máxima en las cercanías al Sol (región circunsolar). Al no considerar de forma especial esta región, esta aproximación simple subestima los valores que se pueden recibir en planos que miran al ecuador y, por tanto, orientados hacia esta región circunsolar. Los modelos anisotrópicos toman en consideración esta distribución y ponderan las contribuciones de la región circunsolar y el resto de la esfera celeste. Es destacable la propuesta de [HM85] (ecuación 3.20). Estos autores proponen tratar la radiación procedente de la región circunsolar como si fuese radiación directa (ecuación 3.22) y el resto de la esfera celeste como isotrópica (ecuación 3.21)[8]. La proporción entre las dos regiones se estima con el índice de anisotropía, k_1, como la relación entre la irradiancia directa y la irradiancia extra-atmosférica, ambas en el plano horizontal (3.23). Así, cielos muy cubiertos conducen a valores bajos del índice de anisotropía, de forma que casi toda la radiación difusa será isotrópica. Sin embargo, con cielos claros el índice de anisotropía será elevado y la contribución de la región circunsolar aumentará.

$$D(\beta,\alpha) = D^I(\beta,\alpha) + D^C(\beta,\alpha) \tag{3.20}$$

$$D^I(\beta,\alpha) = D(0)\cdot(1-k_1)\cdot\frac{1+\cos(\beta)}{2} \tag{3.21}$$

$$D^C(\beta,\alpha) = D(0)\cdot k_1\cdot\frac{\text{máx}(0,\cos(\theta_s))}{\cos(\theta_{zs})} \tag{3.22}$$

$$k_1 = \frac{B(n)}{B_0\cdot\epsilon_0} = \frac{B(0)}{B_0(0)} \tag{3.23}$$

La irradiancia de albedo suele considerarse como isotrópica. Esta aproximación es aceptable para esta componente debido a su baja contribución a la radiación global. Comúnmente se calcula a partir de la irradiancia global en el plano horizontal con un coeficiente de reflexión, ρ, cuyo valor depende de las características del terreno. Si no existe información disponible para calcularlo un valor de $\rho = 0{,}2$ es aceptable para un terreno normal. En la ecuación 3.24 utilizamos el factor $\frac{1-\cos(\beta)}{2}$, complementario del factor de visión correspondiente a la difusa isotrópica.

$$R(\beta,\alpha) = \rho\cdot G(0)\cdot\frac{1-\cos(\beta)}{2} \tag{3.24}$$

3.4. Incertidumbre

Una vez obtenidos los valores de irradiancia sobre un plano inclinado, es posible realizar el cálculo de la irradiación diaria, mensual o anual sobre un plano cualquiera. Estas estimaciones son frecuentemente empleadas para responder a preguntas tales como "¿Cuánta energía producirá este sistema?". La respuesta a este tipo de preguntas conlleva realizar un ejercicio de predicción con una incertidumbre asociada. La amplitud de la incertidumbre depende de la varianza de la variable aleatoria en estudio (la producción de un sistema fotovoltaico) y del tipo de predicción deseada.

[8] Es posible mejorar este modelo para tener en cuenta que el horizonte es más brillante que el resto del cielo, incluyendo un factor de modulación como el propuesto en [RBD90]

Analicemos en primer lugar la varianza de la variable aleatoria. Supongamos primero que la distribución que caracteriza a la variable aleatoria es asimilable a una gaussiana. En este caso sabemos que, para obtener una confianza del 95 % en nuestra predicción, deberemos admitir un intervalo acotado por $1{,}96 \cdot \sigma_X$, donde σ_X es la desviación estándar de la variable aleatoria gaussiana X. ¿Qué valores toma esta desviación cuando nuestra variable aleatoria es la radiación global?

Por comodidad, utilicemos la variabilidad interanual o incertidumbre relativa de una variable aleatoria X, que se puede calcular con su desviación estándar y su media: $\delta_X = \sigma_X / \overline{X}$, Analicemos la variabilidad para períodos diarios ($\sigma_{G0d} / \overline{G_d(0)}$) , mensuales ($\sigma_{G0m} / \overline{G_m(0)}$) y anuales ($\sigma_{G0y} / \overline{G_y(0)}$) de la irradiación global horizontal. Para este análisis emplearemos un conjunto de valores procedentes de la estación meteorológica de Carmona-Tomejil (Andalucía). Este conjunto de datos abarca el período comprendido entre Septiembre de 2001 y Septiembre de 2008. en la figura 3.6 se recoge la evolución de la variabilidad diaria para cada día del año, la variabilidad mensual para cada mes y la evolución temporal de la irradiación anual para los años 2001 a 2007.

La variabilidad diaria oscila entre 0.6 para el invierno y 0.1 para el verano. Los valores mensuales oscilan entre el 0.35 para el invierno y 0.1 para el verano. La variabilidad anual es del 2.5 %. Estos resultados son similares a los publicados por PVGIS [Sú+07].

Para analizar la variabilidad de la irradiación en el plano inclinado, tengamos en cuenta que ésta es una función de la irradiación horizontal, y por tanto su variabilidad puede ser derivada mediante la teoría de la propagación del error [Nav08]:

$$\delta_{G_{ef}} = \frac{\overline{G(0)}}{\overline{G(I)}} \cdot \left| \frac{dG(I)}{dG(0)} \right| \cdot \delta_{G(0)} \tag{3.25}$$

Es posible mostrar [Per09] que, para sistemas de seguimiento a doble eje, el valor absoluto de la derivada es mayor que la unidad durante todo el período estudiado. De esta forma, la variabilidad de la irradiación incidente es superior al de la irradiación horizontal. Para sistemas estáticos la derivada es mayor que la unidad durante casi todo el período, lo que indica que, aunque con menor intensidad que en sistemas de doble eje, también la variabilidad de la irradiación incidente que incide en un plano estático es superior a la de la irradiación horizontal.

Volvamos al ejercicio de predicción que enunciábamos al comienzo de esta sección. Ahora vemos que la predicción para una fecha concreta lleva asociada una incertidumbre variable según la época del año, pero en todo caso elevada. Cuando nos conformamos con saber lo que ocurrirá durante un mes determinado de un año concreto, reduciremos la incertidumbre, pero aún así los valores serán altos. Ahora bien, si extendemos la predicción a todo el ciclo de vida y nos conformamos con saber lo que

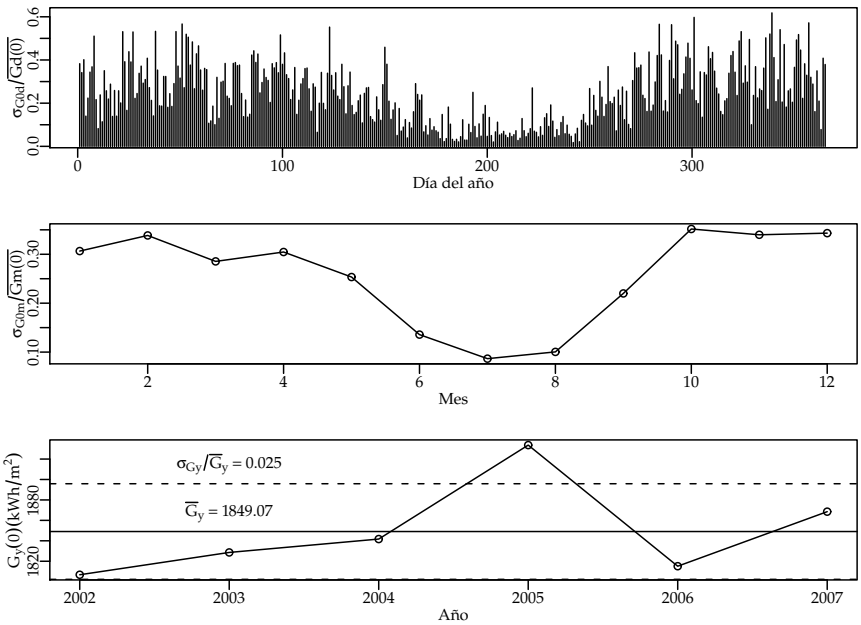


FIGURA 3.6: *Variabilidad de la irradiación diaria, mensual y anual durante el período comprendido entre 2001-2008.*

ocurrirá en promedio, la teoría estadística muestra que la desviación estándar asociada (denominada desviación estándar de la media) es sustancialmente inferior, según la relación $\sigma_{\bar{X}} = \frac{\sigma_X}{\sqrt{N}}$, donde N es el número de años al que extendemos la predicción[9]. Por ejemplo, si hacemos una predicción para conocer el comportamiento promedio durante 25 años, dividimos por 5 la desviación estándar asociada, y por tanto, obtendremos estimaciones cuya incertidumbre suficientemente baja para ser útil.

Sinteticemos este apartado afirmando que la radiación, como proceso estocástico, lleva asociada una incertidumbre que debe ser considerada al emplear las estimaciones de los apartados anteriores. Esta incertidumbre es mayor cuánto menor es el período de cálculo y más apreciable en el invierno que en el verano. El paso a la radiación en el plano inclinado aumenta la incertidumbre, agravando el problema. Lo razonable en este contexto es realizar predicciones del comportamiento promedio durante un período prolongado de tiempo, y descartar las predicciones para una fecha concreta.

3.5. Ángulo de Incidencia y Suciedad

Salvo en sistemas de seguimiento, la radiación incidente en un módulo fotovoltaico está frecuentemente desviada de la normal a la superficie del módulo. Esta desviación, cuantificada con el ángulo de incidencia, θ_s (por ejemplo, ecuación 2.24 para un sistema estático), es causa de pérdidas por reflexión, también denominadas pérdidas angulares. Además, la suciedad acumulada en la superficie del módulo altera las propiedades angulares del mismo y reduce la transmitancia del vidrio (representada por $T_{limpio}(0)$ cuando el módulo está limpio). Estos dos fenómenos reducen la irradiancia que es aprovechable por el módulo, a la que añadiremos el apellido de "efectiva". Para el caso de radiación directa, la expresión de irradiancia efectiva queda recogida en la ecuación 3.26:

$$B_{ef}(\beta,\alpha) = B(\beta,\alpha) \cdot \left[\frac{T_{sucio}(0)}{T_{limpio}(0)}\right] \cdot (1 - FT_B(\theta_s)) \tag{3.26}$$

donde $FT_B(\theta_s)$ es el factor de pérdidas angulares para la irradiancia directa, calculable mediante la ecuación[10] 3.27 [MR01]:

$$FT_B(\theta_s) = \frac{\exp(-\frac{\cos(\theta_s)}{a_r}) - \exp(-\frac{1}{a_r})}{1 - \exp(-\frac{1}{a_r})} \tag{3.27}$$

Este factor depende del ángulo de incidencia y del coeficiente de pérdidas angulares, a_r. Es sencillo comprobar que cuando la radiación es perpendicular a la superficie ($\theta_s = 0$), el valor de FT_B es cero. En la figura 3.7 comprobamos que las pérdidas angulares sólo son apreciables a partir de desviaciones superiores a los 60°, acentuándose para suciedades crecientes. Así, observamos que el ángulo de visión de un módulo plano convencional es muy amplio o, en otras palabras, la sensibilidad a la desorientación de un módulo plano es muy baja. Tomaremos nuevamente en consideración este hecho cuando analicemos la productividad asociada a la inclinación y orientación de un sistema fotovoltaico de conexión a red (sección 6.3.1).

Los valores del coeficiente de pérdidas angulares deben ser determinados de forma experimental. En la tabla 3.2quedan recogidos algunos valores característicos de un módulo de silicio monocristalino convencional para diferentes grados de suciedad. En esta tabla también se recogen los valores de la transmitancia al interior del módulo en incidencia normal respecto a la de un módulo limpio, $\frac{T_{sucio}(0)}{T_{limpio}(0)}$.

Para las componentes difusa isotrópica y de albedo existen otras expresiones[11] (ecuaciones 3.28 y 3.29) que dependen del ángulo de inclinación del generador, del coeficiente de pérdidas angulares y de dos coeficientes de ajuste, c_1 y c_2. El primero de ellos toma el valor constante $c_1 = \frac{4}{3\pi}$. Los valores del segundo dependen linealmente de a_r, y quedan recogidos en la tabla 3.2. En estas expresiones el ángulo β está en radianes.

$$FT_D(\beta) \simeq \exp[-\frac{1}{a_r} \cdot (c_1 \cdot (\sin\beta + \frac{\pi - \beta - \sin\beta}{1 + \cos\beta}) + c_2 \cdot (\sin\beta + \frac{\pi - \beta - \sin\beta}{1 + \cos\beta})^2)] \tag{3.28}$$

$$FT_R(\beta) \simeq \exp[-\frac{1}{a_r} \cdot (c_1 \cdot (\sin\beta + \frac{\beta - \sin\beta}{1 - \cos\beta}) + c_2 \cdot (\sin\beta + \frac{\beta - \sin\beta}{1 - \cos\beta})^2)] \tag{3.29}$$

[9] En sentido estricto, esta relación es aplicable sólo si la serie temporal sobre la que se ha calculado la desviación estándar es suficientemente amplia para considerar que caracteriza a los valores futuros. Dicho en lenguaje estadístico, la longitud de la muestra debe garantizar que su desviación estándar es equivalente a la de la población.

[10] Implementada en las funciones `fInclin` y `calcGef` de `solaR` [Per12b]

[11] Implementadas en las funciones `fInclin` y `calcGef` de `solaR` [Per12b]

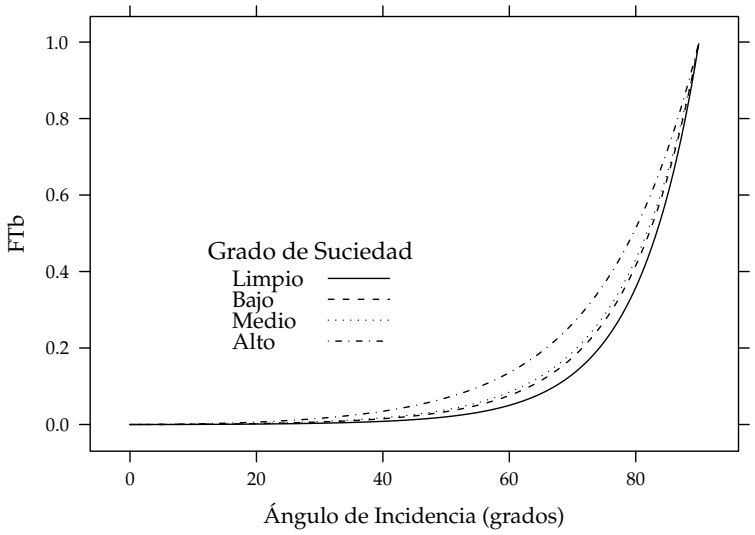


FIGURA 3.7: *Pérdidas angulares de un módulo fotovoltaico para diferentes grados de suciedad en función del ángulo de incidencia.*

TABLA 3.2: *Valores del coeficiente de pérdidas angulares y transmitancia relativa en incidencia normal para diferentes tipos de suciedad.*

Grado de Suciedad	$\frac{T_{sucio}(0)}{T_{limpio}(0)}$	a_r	c_2
Limpio	1	0.17	-0.069
Bajo	0.98	0.20	-0.054
Medio	0.97	0.21	-0.049
Alto	0.92	0.27	-0.023

Para estas componentes el cálculo de irradiancia efectiva es similar al de la irradiancia directa (ecuaciones 3.30 y 3.32). Para la componente difusa circunsolar emplearemos el factor de pérdidas angulares de la irradiancia efectiva (ecuación 3.31):

$$D^I_{ef}(\beta,\alpha) = D^I(\beta,\alpha)\cdot\left[\frac{T_{sucio}(0)}{T_{limpio}(0)}\right]\cdot(1-FT_D(\beta)) \tag{3.30}$$

$$D^C_{ef}(\beta,\alpha) = D^C(\beta,\alpha)\cdot\left[\frac{T_{sucio}(0)}{T_{limpio}(0)}\right]\cdot(1-FT_B(\theta_s)) \tag{3.31}$$

$$R_{ef}(\beta,\alpha) = R(\beta,\alpha)\cdot\left[\frac{T_{sucio}(0)}{T_{limpio}(0)}\right]\cdot(1-FT_R(\beta)) \tag{3.32}$$

Siguiendo el esquema de la figura 3.3, a partir de estas irradiancias efectivas se puede calcular el valor de irradiación global efectiva diaria, mensual y anual. Una comparación entre la irradiación global incidente y la efectiva permite comprobar la influencia de la suciedad y el desapuntamiento en períodos temporales largos. En la figura 3.8 se representa esta comparación en términos de irradiación anual, particularizada para Madrid y un grado de suciedad medio, y para diferentes valores de inclinación y orientación. De esta figura extraemos valores que oscilan entre el 7 % y el 10 % según sea la inclinación y orientación del generador estático.

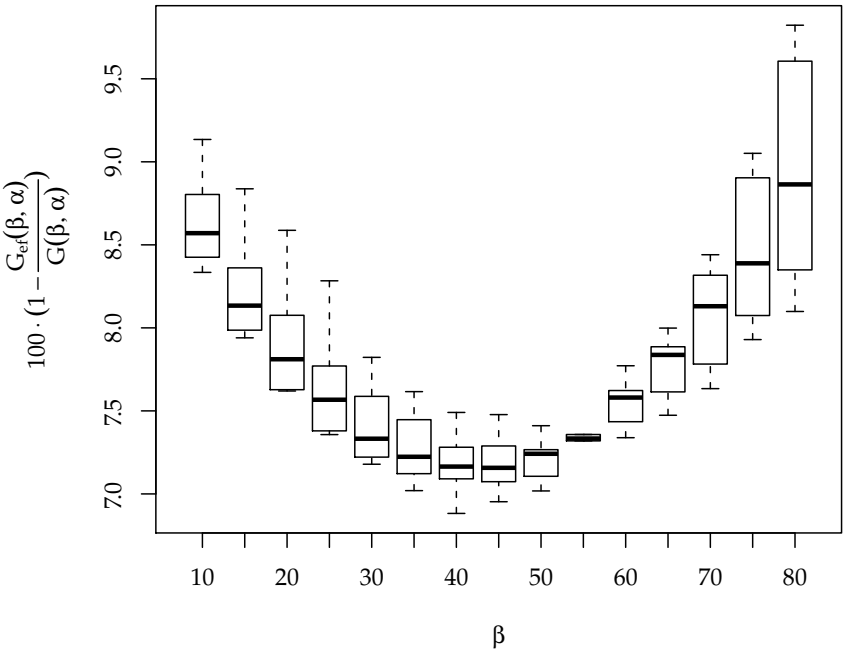


FIGURA 3.8: *Pérdidas por suciedad e incidencia no perpendicular integradas a lo largo de un año en Madrid, para un grado de suciedad medio, y para diferentes ángulos de inclinación y orientación.*

3.6. Aplicación práctica: cálculo para sistemas estáticos

Una de las aplicaciones más comunes de la energía solar fotovoltaica es la producción de energía eléctrica para su inyección en la red eléctrica convencional. Estos sistemas, denominados sistemas fotovoltaicos de conexión a red (capítulo 6), pueden emplear sistemas de seguimiento para maximizar la producción o bien optar por estructuras estáticas para reducir costes y ocupación de terreno. Analizaremos la radiación incidente en sistemas estáticos durante un período anual.

3.6.1. Inclinación óptima

En estos casos, una de las preguntas a resolver es: suponiendo una orientación hacia el ecuador, ¿qué inclinación es la adecuada para conseguir la mayor producción eléctrica? Para resolver este problema es importante resaltar que el objetivo de estos sistemas es obtener la mayor producción *anual*.

Será necesario realizar los correspondientes cálculos de irradiación global incidente con diversas inclinaciones. Del análisis de las curvas correspondientes es posible obtener una relación que ligue la latitud con el ángulo de inclinación que maximiza la producción *anual* de un sistema fotovoltaico. En [Lor06] se propone la siguiente relación entre el ángulo de inclinación y la latitud (ambos en grados):

$$\beta_{opt} = 3{,}7 + 0{,}69 \cdot |\phi| \tag{3.33}$$

Debido a la baja sensibilidad que los módulos planos tienen al desapuntamiento, las pérdidas energéticas que obtendremos si no escogemos exactamente el ángulo que resulta de la ecuación 3.33 serán muy bajas. En la figura 3.9 observamos que es necesario alejarse casi 10° del ángulo óptimo para obtener unas pérdidas del 1 %.

Con este mismo análisis es posible relacionar la irradiación anual para el ángulo óptimo de inclinación, β_{opt}, con la irradiación anual en el plano horizontal , donde β_{opt} está en grados [Caa98; Lor06]:

$$\frac{G_a(0)}{G_a(\beta_{opt})} = 1 - 4{,}46 \cdot 10^{-4} \cdot \beta_{opt} - 1{,}19 \cdot 10^{-4} \cdot \beta_{opt}^2 \tag{3.34}$$

3.6.2. Irradiación anual efectiva

Siguiendo este mismo camino es posible ajustar mediante regresiones las curvas que relacionan la irradiación anual global efectiva con la irradiación anual global incidente para sistemas estáticos. Dicho de otra forma, podemos obtener regresiones que cuantifican las pérdidas angulares y pérdidas por

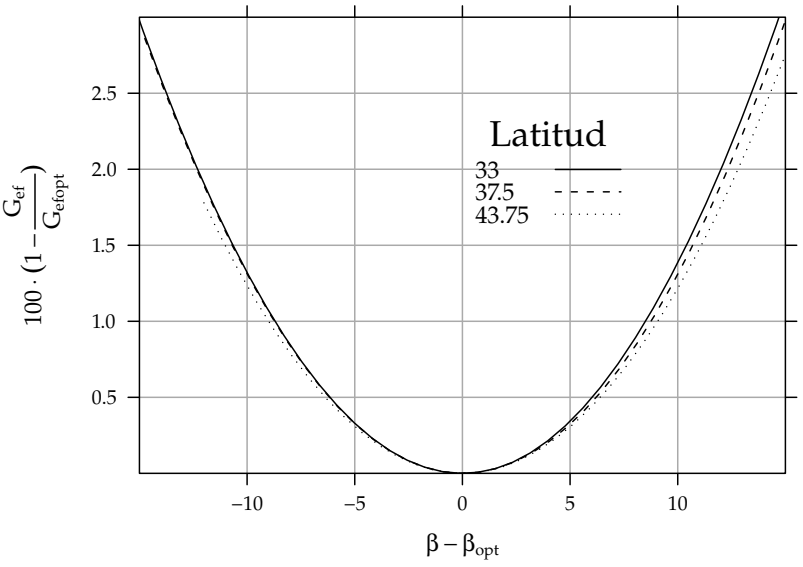


FIGURA 3.9: *Pérdidas de irradiación global anual al elegir un ángulo de inclinación diferente del óptimo para tres latitudes diferentes en el hemisferio Norte.*

suciedad en términos anuales para sistemas estáticos. Por ejemplo, en las referencias [Caa98; Lor02] se proponen las siguientes ecuaciones:

$$\frac{G_{efa}(\beta,\alpha)}{G_a(\beta_{opt})} = g_1 \cdot (\beta - \beta_{opt})^2 + g_2 \cdot (\beta - \beta_{opt}) + g_3 \tag{3.35}$$

$$g_i = g_{i1}|\alpha|^2 + g_{i2}|\alpha| + g_{i3} \tag{3.36}$$

donde los ángulos β_{opt}, β y α están en grados.

Los coeficientes para resolver las ecuaciones 3.35 y 3.36 son los recogidos en la tabla 3.3 para el caso de un módulo con suciedad media ($\frac{T_{sucio}(0)}{T_{limpio}(0)} = 0{,}97$).

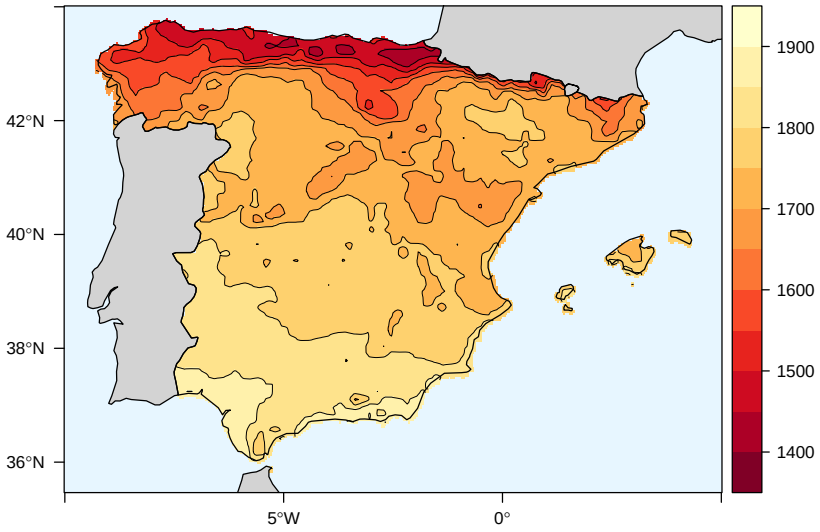
3.7. Comparación entre Sistemas de Seguimiento

La sección 2.2 detalla las ecuaciones que rigen la geometría de la radiación incidente en sistemas estáticos y de seguimiento. En esta sección aplicaremos esas ecuaciones al cálculo de la radiación efectiva incidente en un generador. El lector interesado puede consultar la referencia [ATCP13]. En este documento se detalla el cálculo de radiación efectiva para sistemas estáticos, con seguimiento de eje horizontal Norte-Sur y sistemas de seguimiento de doble eje usando datos de estaciones meteorológicas de la red SIAR[MAR11] y estimaciones a partir de imágenes de satélite proporcionadas por el servicio CM SAF[Pos+11].

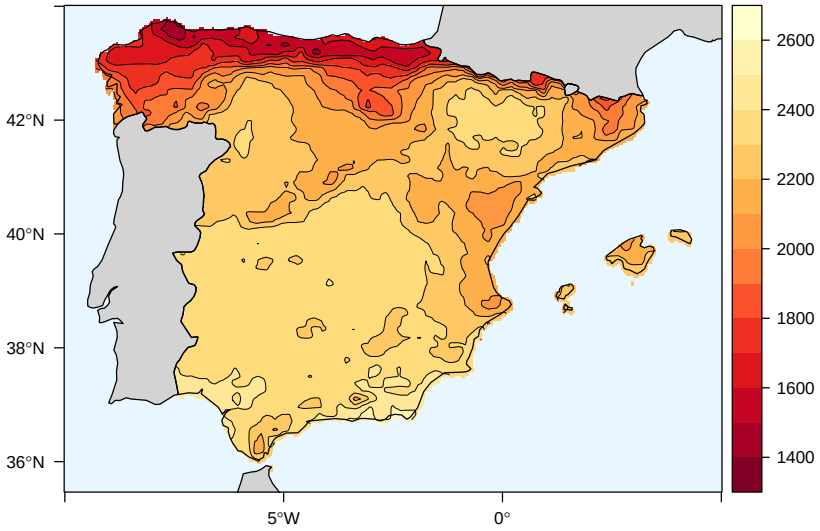
	$i = 1$	$i = 2$	$i = 3$
g_{1i}	$8 \cdot 10^{-9}$	$3{,}8 \cdot 10^{-7}$	$-1{,}218 \cdot 10^{-4}$
g_{2i}	$-4{,}27 \cdot 10^{-7}$	$8{,}2 \cdot 10^{-6}$	$2{,}892 \cdot 10^{-4}$
g_{3i}	$-2{,}5 \cdot 10^{-5}$	$-1{,}034 \cdot 10^{-4}$	0,9314

TABLA 3.3: *Valores de los coeficientes de la ecuación 3.36 necesarios para resolver la ecuación 3.35 para el caso de un módulo con suciedad media.*

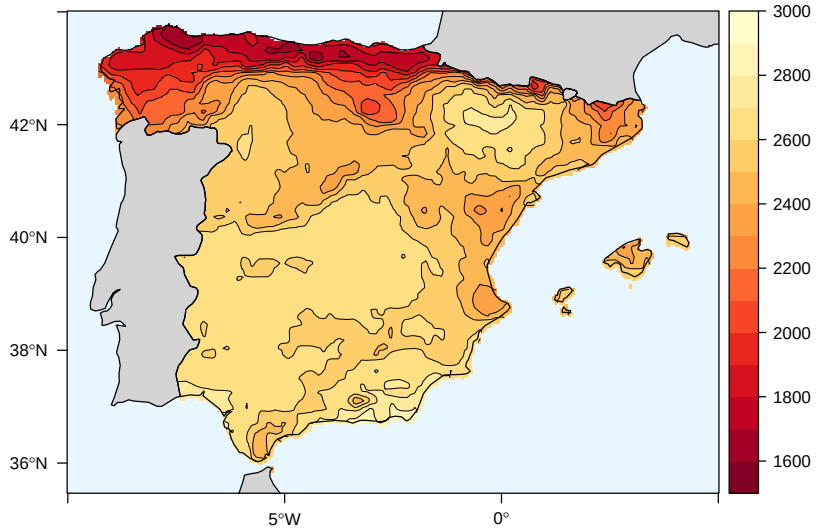
Las figuras 3.10, 3.11 y 3.12 adaptadas del documento citado, muestran que el seguimiento a doble eje es claramente más eficiente para entregar radiación efectiva al generador que las otras dos tecnologías, con incrementos que varían con la latitud y con la radiación global anual en el plano horizontal. En relación con un sistema estático, la mejora en radiación oscila entre el 10 % y 50 %, siendo mejor para bajas latitudes y alta radiación. Comparado con el seguimiento horizontal, la mejora se mueve en un margen estrecho comprendido entre el 10 % y 15 %, con una relación poco clara con la latitud y la radiación global en el plano horizontal. La comparación entre los sistemas estáticos y el seguimiento horizontal arroja incrementos de radiación que oscilan entre el 5 % y 35 %, siendo preferible el seguimiento horizontal para bajas latitudes y alta radiación. Estas cifras deben tomarse como indicativas, teniendo en cuenta la incertidumbre de los datos (base de datos de radiación, correlaciones de radiación difusa, etc.) sobre los que se construyen los mapas.



(A) *Sistema Estático.*

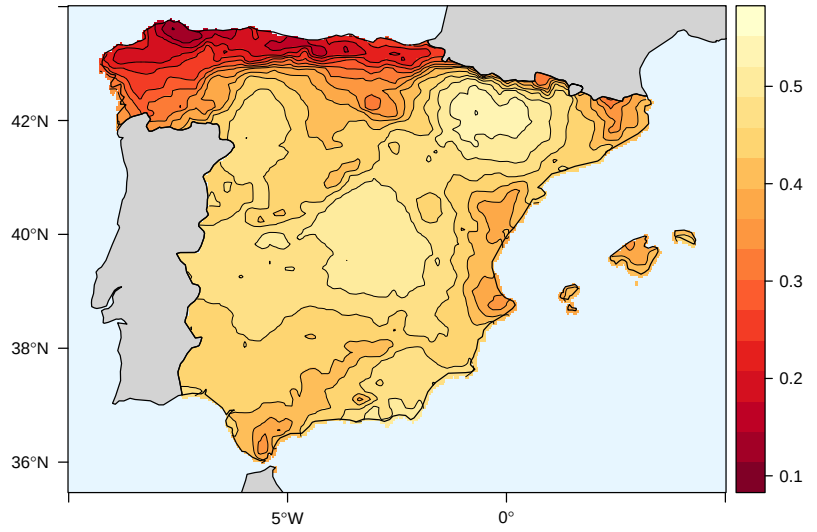


(B) *Seguimiento de eje horizontal N-S.*

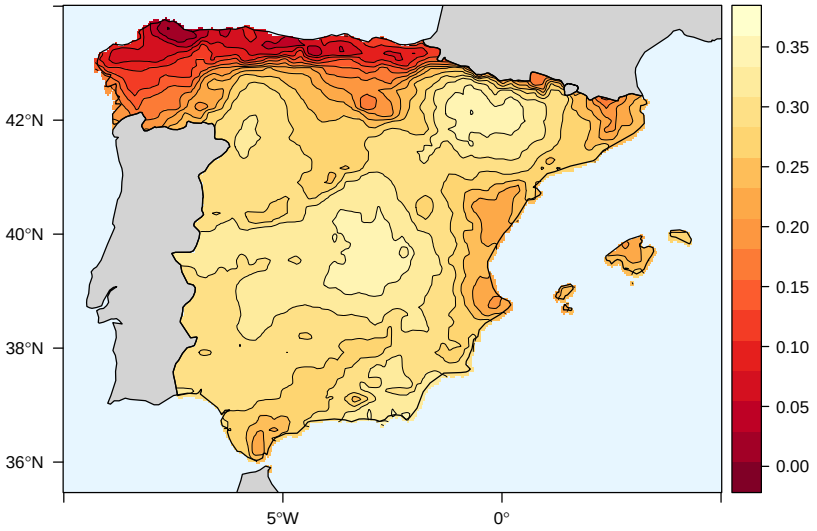


(C) *Seguimiento a doble eje.*

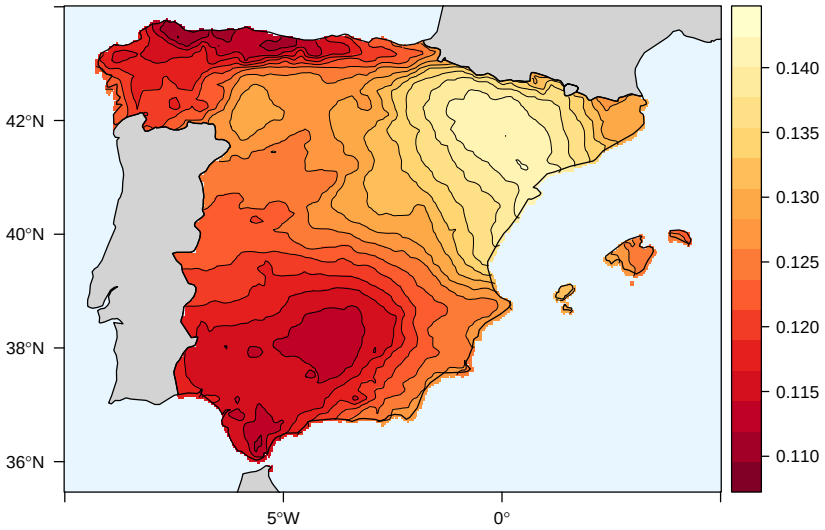
FIGURA 3.10: *Radiación efectiva anual* (kWh/m^2) *recibida por sistemas estáticos, por sistemas de seguimiento con eje horizontal Norte-Sur y con seguimiento a doble eje. Los cálculos han sido realizados a partir de las bases de radiación SIAR [MAR11] y CM SAF [Pos+11] según se detalla en [ATCP13].*



(A) *Doble eje frente a Estático.*

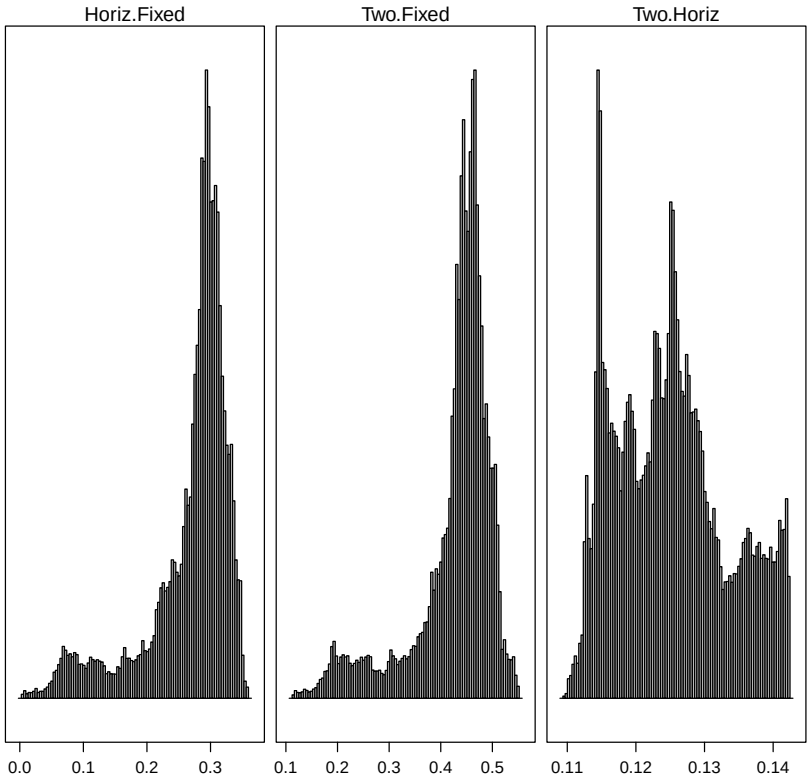


(B) *Eje horizontal NS y Estático.*

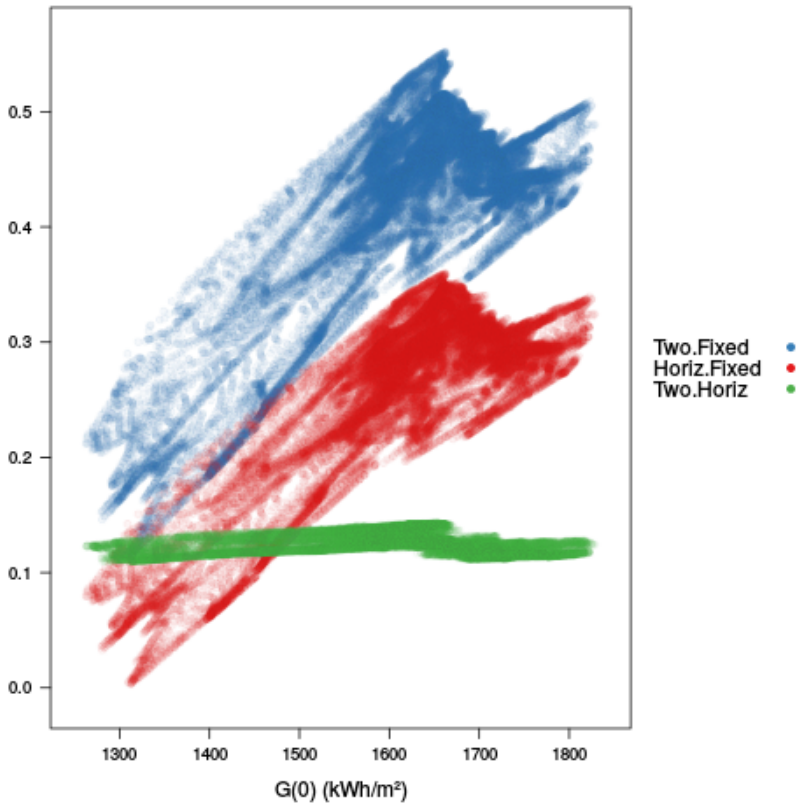


(C) *Doble eje y Eje horizontal NS.*

FIGURA 3.11: *Incremento de radiación efectiva anual por sistemas estáticos y de seguimiento.*



(A) *Histograma*



(B) *Relación con radiación*

FIGURA 3.12: *Histograma del incremento de radiación efectiva anual con el seguimiento, y relación con la radiación global en el plano horizontal.*

Capítulo 4

La célula solar

4.1. Teoría de Semiconductores

4.1.1. Modelo de bandas de energía

Supongamos una red cristalina formada por átomos. Según los postulados de la Mecánica Cuántica, los electrones de un átomo aislado pueden existir únicamente en determinados estados de energía. A medida que disminuye la distancia interatómica comienza a observarse la interacción mutua entre los átomos hasta formarse un sistema electrónico único. Las fuerzas de repulsión y atracción entre los átomos encontrarán su equilibrio cuando los átomos estén separados por la distancia interatómica típica del cristal que se trate. La separación real entre átomos en el cristal será aquella para la cual la energía del sólido sea mínima.

En un sólido el número de átomos es tan elevado que los niveles de energía forman bandas continuas de energía. Los electrones asociados a los átomos del sólido llenan estas bandas en orden ascendente. La banda de mayor energía completamente ocupada se denomina banda de valencia (electrones ligados a átomos). La siguiente banda, parcialmente ocupada o vacía, se denominada banda de conducción (electrones desligados de átomos). Estas bandas pueden estar separadas por otra banda de energías que corresponde a estados no permitidos, y de ahí que a esta banda se la denomine banda prohibida, o bien pueden estar solapadas permitiendo una transición fácil de una a otra.

Las propiedades eléctricas del sólido dependen de esta posición relativa entre bandas. Así, el valor de la anchura de la banda prohibida (*energy gap*, E_g) permite clasificar a los sólidos en conductores, aislantes y semiconductores. En un conductor la E_g es muy baja y los electrones circulan fácilmente por la banda de conducción. En un aislante se necesita una cantidad de energía muy alta para que los electrones puedan acceder a la banda de conducción dado que la E_g es muy alta ($E_g > 5\,\text{eV}$) . Sin embargo, en un semiconductor la E_g es baja ($E_g < 5\,\text{eV}$), de forma que los electrones pueden "saltar" a la banda de conducción con un aporte energético. Por ejemplo, para el silicio $E_g = 1{,}12\,\text{eV}$. Dado el uso predominante de este material en la industria solar, en adelante nos referiremos a este semiconductor de forma preferente.

4.1.2. Rotura y recombinación de enlaces

A cualquier temperatura superior al cero absoluto, algunos enlaces se romperán debido a la vibración térmica de los átomos de la red, creando electrones libre en el sólido. La energía necesaria para romper enlaces es precisamente E_g. El electrón que adquiere esta energía y queda libre, efectúa una transición entre la banda de valencia a la banda de conducción. En esta situación, ambas bandas poseen electrones y estados libres. En la banda de conducción, los electrones libres podrán adquirir movimiento bajo la acción de un campo externo. Pero también los electrones ligados de la banda de valencia podrán desplazarse, dado que existen estados libres (enlaces covalentes con una vacante debida a un electrón que migró a la banda de conducción). Cuando un electrón de la banda de valencia ocupa esta vacante en un enlace próximo, deja a su vez otra vacante, con una carga positiva asociada. El resultado aparente es el de un movimiento de vacantes o huecos de carga positiva. Por esta razón, la corriente debida a los electrones de la banda de valencia se representa mediante la corriente debida a los huecos.

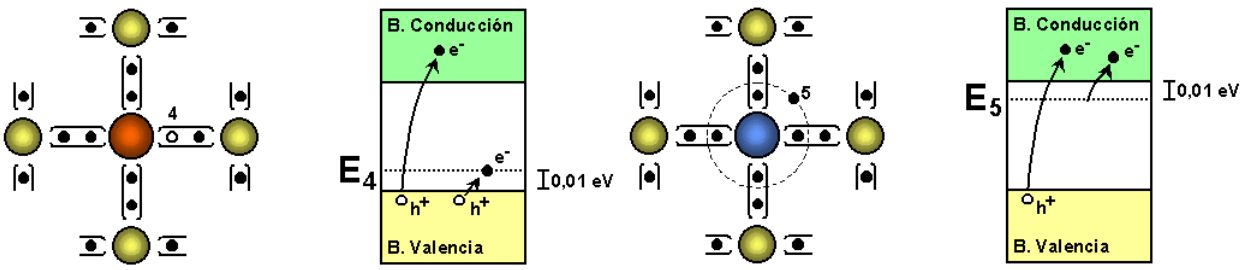
De esta forma, cuando se rompe un enlace en un semiconductor puro, un electrón y un hueco, a los que identificaremos como portadores, quedan libres para moverse por el material. Sin embargo, la densidad de huecos y electrones es idéntica. Esta densidad, denominada densidad intrínseca, depende de la temperatura y de la anchura de la banda prohibida. La corriente eléctrica producida es aleatoria, sin una dirección predeterminada y por tanto, no es aprovechable en un circuito externo. Cada cierto tiempo[1] se producen encuentros electrón-hueco que restablecen un enlace con liberación de energía (E_g) en forma de calor. Este fenómeno se denomina recombinación de un par electrón-hueco, y es favorecido por las impurezas existentes en el cristal. Dado que el objetivo es mantener la existencia de la corriente eléctrica y aprovecharla externamente, es necesario evitar la recombinación para lo que es preciso dirigir el movimiento de electrones y huecos mediante un campo eléctrico. Aplicando un campo eléctrico externo conseguiríamos separar y dirigir los electrones y los huecos, pero la energía empleada en mantener este estado sería superior a la obtenida. Otro mecanismo para mantener la conducción eléctrica se basa en el empleo de semiconductores dopados.

4.1.3. La unión p-n

El dopaje de semiconductores consiste en introducir de forma controlada impurezas en el cristal. Consideremos en primer lugar el empleo de átomos de fósforo (símbolo P en la tabla periódica). Los átomos de fósforo tienen cinco electrones de valencia (uno más que el silicio). Al impurificar un cristal de Silicio con átomos de Fósforo, el quinto electrón no queda bien integrado en la red y, por tanto, la rotura de este enlace se produce con una aportación energética menor que la anchura de la banda prohibida del semiconductor intrínseco. Este quinto electrón queda libre en la banda de conducción, pero la carga positiva asociada (ion P^+) permanece ligada a la red cristalina sin poder contribuir a la conducción eléctrica. En estas condiciones la densidad de electrones es superior a la de huecos, y a este semiconductor se le clasifica como tipo n (figura 4.1b). Dada su mayor concentración el portador mayoritario en un semiconductor tipo n es el electrón. Las impurezas que, como el fósforo, aportan electrones adicionales son denominadas donadoras.

Veamos ahora el caso de un átomo de boro (símbolo B en la tabla periódica). Los átomos de boro tienen tres electrones de valencia (uno menos que el silicio). Al impurificar un cristal de Silicio con átomos de Boro, quedará una vacante en los enlaces en los que participe (hueco). Nuevamente, la rotura de este enlace se produce con una aportación energética menor que la anchura de la banda prohibida del semiconductor intrínseco. El hueco queda libre para contribuir a la corriente eléctrica pero la carga negativa (ion B^-) permanece ligada a la red cristalina. En este caso, la densidad de huecos es superior a la de electrones y a este semiconductor se le clasifica como tipo p (figura 4.1a). Ahora el portador mayoritario es el hueco.

Supongamos ahora la existencia de dos semiconductores, uno tipo p y otro tipo n (figura 4.2). Al unirlos físicamente se produce un desequilibrio dada la diferente concentración de electrones y huecos en cada cristal. Para alcanzar el equilibrio se produce la difusión de portadores mayoritarios, de forma que aparece un movimiento de huecos desde el cristal p al cristal n, quedando aquel cargado negativamente. Simultáneamente existe un movimiento de electrones desde el cristal n a cristal p, quedando aquel cargado positivamente. Si los huecos y electrones no fuesen partículas cargadas, este proceso de difusión continuaría hasta alcanzar una concentración uniforme en todo el volumen. Pero la carga de los



(A) *Semiconductor tipo p.* (B) *Semiconductor tipo n.*

FIGURA 4.1: *Semiconductores dopados.*

[1] El tiempo de vida de portadores mide cuánto tarda en producirse el proceso de recombinación. La longitud de difusión de portadores mide la distancia media que puede recorrer un portador antes de ser recombinado.

portadores de los iones que permanecen ligados a la red impide que el proceso de difusión se desarrolle totalmente.

Los iones cargados son el origen de un campo eléctrico orientado desde el semiconductor n (cargado positivamente) hacia el semiconductor p (cargado negativamente). Este campo arrastra a los electrones del cristal p hacia el n, y expulsa a los huecos desde el cristal n hacia el p. La dirección de este proceso de arrastre es precisamente la contraria al proceso de difusión. El equilibrio se alcanza cuando los movimientos de difusión y de arrastre se compensan. En el equilibrio los portadores minoritarios (huecos en el cristal n y electrones en el cristal p) que atraviesan la unión se recombinan, de forma que los electrones que provienen del cristal n forman enlaces con los huecos del cristal p y viceversa. Esta recombinación se produce en la zona cercana a la unión, denominada zona de carga de espacio. Esta región queda despoblada de portadores y habitada sólo por iones cargados ligados a la red que generan un campo eléctrico de arrastre en la unión. Este campo eléctrico supone la existencia de una barrera de potencial[2] que recibe el nombre de potencial termodinámico y que impide el paso de los portadores mayoritarios de uno a otro cristal. Así, una vez alcanzado el equilibrio en una unión p-n, la corriente eléctrica es nuevamente nula.

Para conseguir la circulación de corriente a través de esta unión p-n es necesario romper el equilibrio alcanzado y reducir el valor del potencial termodinámico. La solución consiste en polarizar la unión p-n. Si aplicamos una diferencia de potencial entre los extremos del cristal de forma que el lado p adquiera una tensión positiva respecto al lado n, diremos que la unión p-n está polarizada en directa. En estas condiciones se reduce la barrera de potencial y, en consecuencia el valor del campo eléctrico de la zona de unión. Por ello, la corriente de arrastre disminuye y no puede compensar la corriente de difusión. El equilibrio ya no existe y aparece un flujo neto de corriente. Los huecos del lado p pueden ahora atravesar la zona de carga de espacio y son inyectados en la zona n, donde son portadores minoritarios. Aquí, aparecerá un exceso de huecos respecto del equilibrio y por tanto se originará un proceso de difusión y recombinación. Lo mismo puede decirse de los electrones de la zona n. Así, aparecen dos corrientes en sentidos contrarios pero, dado que se trata de partículas de diferente signo, las dos corrientes no se anulan entre sí y dan origen a una corriente total aprovechable. El criterio convencional en electricidad toma como sentido de la corriente el debido a las cargas positivas, y por tanto la corriente entra en la unión por la zona p y sale por la zona n.

Si la diferencia de potencial aplicada consigue que la zona p esté a menor tensión que la zona n, la unión queda polarizada en inversa. En estas condiciones la barrera de potencial en la unión queda reforzada y el paso de portadores de una a otra zona queda aún más debilitado. Así, la corriente que atraviesa la unión en polarización inversa es de muy bajo valor.

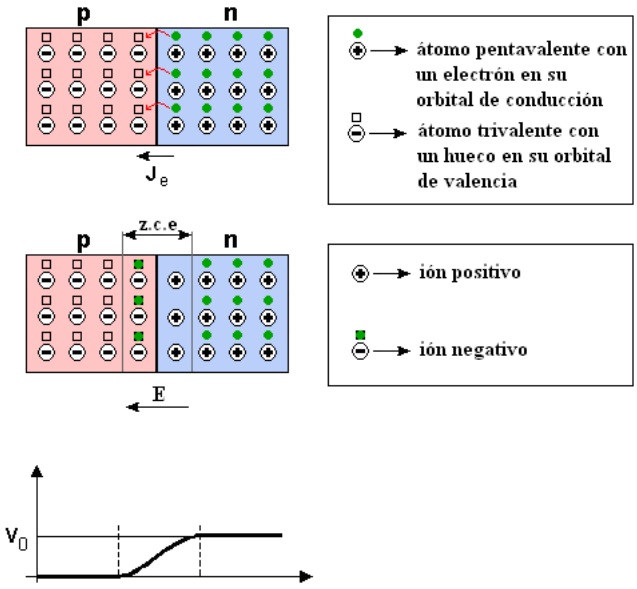


FIGURA 4.2: *Unión p-n.*.

[2]El valor de este salto es inferior a la anchura de la banda prohibida de los semiconductores que participan en la unión

El dispositivo electrónico basado en una unión p-n se denomina diodo. La zona p del diodo es el ánodo y la zona n es el cátodo. La característica tensión-corriente de este dispositivo queda recogida en la ecuación de Shockley (ecuación 4.1) y representada en la figura 4.3a:

$$I_D = I_0 \cdot [\exp(\frac{V}{m \cdot V_T}) - 1] \tag{4.1}$$

donde I_0 es la corriente de saturación en oscuridad del diodo, V la tensión aplicada al diodo (considerada positiva cuando el valor en el ánodo es superior al del cátodo) y m el factor de idealidad del diodo. Este factor puede tomar valores entre 1 y 2, y se emplea para ajustar la ecuación 4.1 al funcionamiento real del diodo. Para una temperatura ambiente de 300 K, $V_T = \frac{kT}{e} = 25{,}85\,\text{mV}$, conocido como potencial térmico, donde k es la constante de Boltzmann, T la temperatura del diodo (en grados Kelvin), y e es la carga del electrón. Como se observa en la figura, cuando la polarización del diodo es directa, la corriente que circula por él crece de forma exponencial, pero permanece cercana a cero (I_0) cuando la polarización es inversa. El símbolo empleado para representar este dispositivo obedece a este funcionamiento (figura 4.3b).

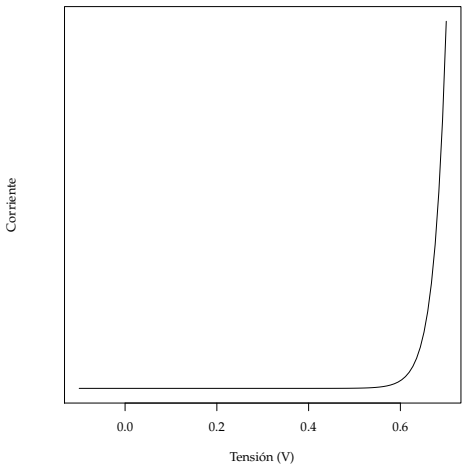
4.1.4. La unión P-N iluminada

En 1905 Albert Einstein, en un artículo titulado "Un punto de vista heurístico sobre la producción y transformación de la luz" exponía la tesis de que la emisión de electrones era producida por la absorción de cuantos de luz que más tarde serían llamados fotones. Este efecto fotoeléctrico había sido previamente observado por Heinrich Hertz en 1887, y analizado sucesivamente por Joseph John Thomson en 1889, y Philipp von Lenard en 1902.

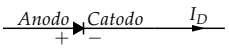
Einstein mostró como la idea de partículas discretas de luz podía explicar el efecto fotoeléctrico y la presencia de una frecuencia característica para cada material por debajo de la cual no se producía ningún efecto. El trabajo de Einstein predecía que la energía con la que los electrones escapaban del material aumentaba linealmente con la frecuencia de la luz incidente. Sorprendentemente este aspecto no había sido observado en las experiencias anteriores. La demostración experimental de este aspecto fue llevada a cabo en 1915 por el físico estadounidense Robert Andrews Millikan (http://es.wikipedia.org/wiki/Efecto_fotoelÃ¨ctrico).

La energía de un fotón se cuantifica mediante la ecuación 4.2:

$$E_f = \frac{h \cdot c}{\lambda} \tag{4.2}$$



(A) *Característica corriente-tensión de un diodo según la ecuación 4.1.*



(B) *Diodo polarizado en directa.*

FIGURA 4.3: *Representación y comportamiento de un diodo.*

siendo h la constante de Planck, c la velocidad de la luz en el vacío y λ la longitud de onda del fotón[3]. Es importante resaltar que intensidad de la radiación incidente influye en la cantidad de electrones generados pero no determina la energía de estos electrones, energía que sólo depende de la frecuencia fotónica.

El efecto fotoeléctrico es el fundamento del funcionamiento de las células solares, dispositivos basados en la unión p-n descrita anteriormente, cuyos electrones se desplazan a la banda de conducción por el aporte energético de fotones incidentes. El campo eléctrico de la unión conduce los portadores generados por esta interacción y dificulta la recombinación. Esta corriente de iluminación, denominada fotocorriente, es ahora aprovechable por un circuito externo. Sin embargo, la presencia de tensión en los terminales de la unión (por ejemplo, la diferencia de potencial en una resistencia alimentada por el dispositivo) reduce la barrera de potencial de la unión, y consecuentemente favorece los procesos de recombinación que, como fue descrito anteriormente, constituyen la corriente del diodo, que ahora se denomina corriente de oscuridad. Consecuentemente, en una unión p-n iluminada coexisten dos corrientes de sentido contrapuesto y con orígenes diferentes. La corriente de iluminación o fotocorriente, debida a la incidencia de fotones, circula desde la región n a la región p. La corriente de oscuridad o corriente de diodo, debida a la recombinación de portadores favorecida por la tensión en el circuito externo, circula desde la región p hacia la n (figura 4.4). La corriente total se expresa mediante la ecuación 4.3:

$$I = I_L - I_0 \cdot [\exp(\frac{V}{m \cdot V_T}) - 1] \tag{4.3}$$

En esta ecuación se emplea I_L para designar a la fotocorriente y, dado que el aprovechamiento de la célula solar consiste en extraer esta corriente al exterior, se ha utilizado el signo negativo para la corriente de diodo.

El fenómeno de generación de portadores debido al efecto fotoeléctrico depende de la frecuencia de los fotones incidentes. Si el fotón incidente es poco energético respecto a las características de la unión p-n ($E_f < E_g$), no interactúa con el semiconductor y lo atraviesa como si fuese transparente. Los fotones más energéticos (aquellos con baja longitud de onda y alta frecuencia) provoca la rotura de un enlace en la superficie del semiconductor. El par electrón-hueco producido se encuentra lejos del campo eléctrico de la unión, de forma que éste no podrá ejercer sobre ellos la fuerza adecuada para evitar que se recombinen antes de salir del semiconductor al circuito exterior. De forma intuitiva se comprende que la unión p-n podrá aprovechar adecuadamente aquellos fotones suficientemente energéticos para provocar la rotura de un enlace, pero no tanto como para que esta interacción se realice demasiado lejos de la unión. Para el silicio son aprovechables los fotones en el espectro visible ($400\,\text{nm} < \lambda < 700\,\text{nm}$) y ultravioleta cercano ($300\,\text{nm} < \lambda < 400\,\text{nm}$). Sin embargo, los fotones que pertenecen al infrarrojo ($\lambda > 1100\,\text{nm}$) no consiguen romper enlaces y los del ultravioleta son demasiado energéticos (figura 4.5).

Los fotones con $E_f < E_g$ atraviesan el cristal sin ser absorbidos y son cuantificados mediante las pérdidas de no-absorción. Debido a la anchura finita del semiconductor y su coeficiente de absorción, parte

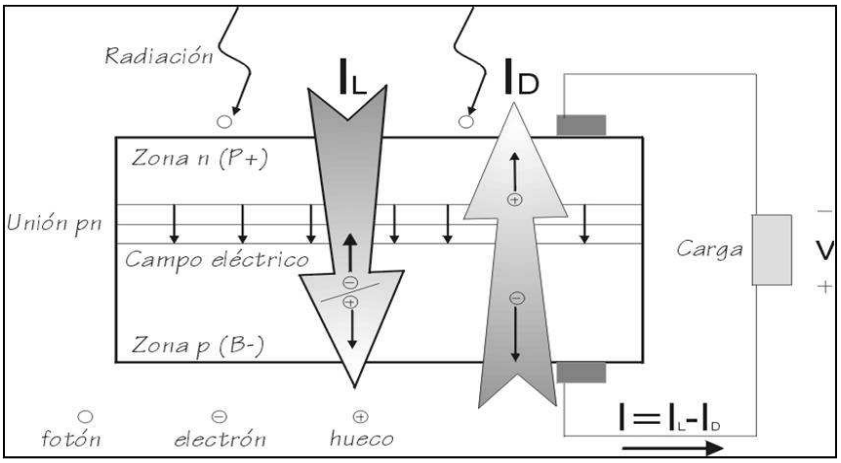


FIGURA 4.4: *Corriente de iluminación y corriente de diodo en una célula solar que alimenta a una carga.*

[3]La frecuencia del fotón es $f = \frac{c}{\lambda}$

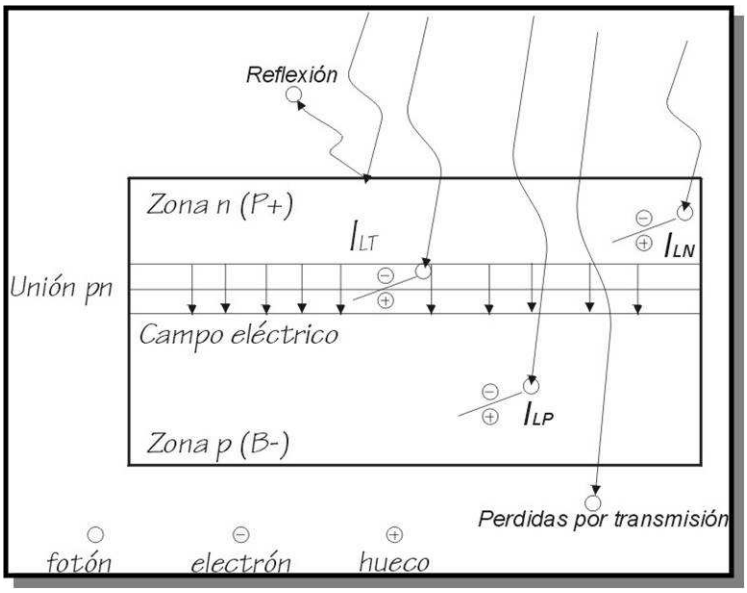


FIGURA 4.5: *Pérdidas de transmisión, reflexión y recombinación en una célula solar.*

de los fotones con $E_f > E_g$ no son absorbidos y constituyen las pérdidas de transmisión. Aquellos que son absorbidos pero se recombinan dentro del dispositivo componen las pérdidas por recombinación. Por último, la diferencia entre los índices de refracción del aire y el dispositivo provoca las pérdidas por reflexión. Para reducir las pérdidas reflexión se recurre a capas que adaptan los dos índices de refracción, y al texturado de la superficie para conseguir que el rayo de luz reflejado vuelva a introducirse en el material.

Suponiendo conocido el número de fotones incidentes por unidad de área para cada energía, $S(E)$, y el área del dispositivo, A_c, la ecuación 4.4 expresa que el dispositivo no podrá aprovechar íntegramente el flujo fotónico incidente.

$$I_L < e \cdot A_c \cdot \int_{E_G}^{\infty} S(E)\mathrm{d}E \tag{4.4}$$

4.2. Funcionamiento de una célula solar

Como describe la ecuación 4.3, la corriente de una célula solar es un balance entre la fotocorriente y la corriente de oscuridad que, a su vez, depende de la tensión aplicada en los terminales del dispositivo. Esta relación se representa en la figura 4.6. Cuando la tensión aplicada es nula (la célula está cortocircuitada) la corriente se debe exclusivamente a la fotocorriente. El valor de la corriente permanece casi constante hasta las cercanías del valor de tensión en el que el diodo comienza a conducir (figura 4.3a). A partir de este punto, la corriente disminuye abruptamente hasta alcanzar un valor nulo (célula en circuito abierto) en el punto donde la fotocorriente y la corriente de oscuridad quedan compensadas.

Los dos puntos extremos de cortocircuito y circuito abierto quedan definidos con dos parámetros, la corriente de cortocircuito, I_{sc}, y la tensión de circuito abierto, V_{oc}. La corriente de cortocircuito es fácilmente calculable a partir de la ecuación 4.3 sin más que imponer $V = 0$:

$$I_{sc} = I(V = 0) = I_L \tag{4.5}$$

mientras que la tensión de circuito abierto se deduce con la condición $I = 0$:

$$V_{oc} = V(I = 0) = m \cdot \frac{k \cdot T_c}{e} \cdot \ln\left(\frac{I_L}{I_0} + 1\right) \tag{4.6}$$

Estos dos parámetros suelen estar disponibles en la información asociada a una célula. Será conveniente reescribir la ecuación 4.3 para incluirlos y obtener la ecuación 4.7:

$$I = I_{sc} \cdot \left[1 - \exp\left(\frac{e \cdot (V_{oc} - V)}{m \cdot k \cdot T_c}\right)\right] \tag{4.7}$$

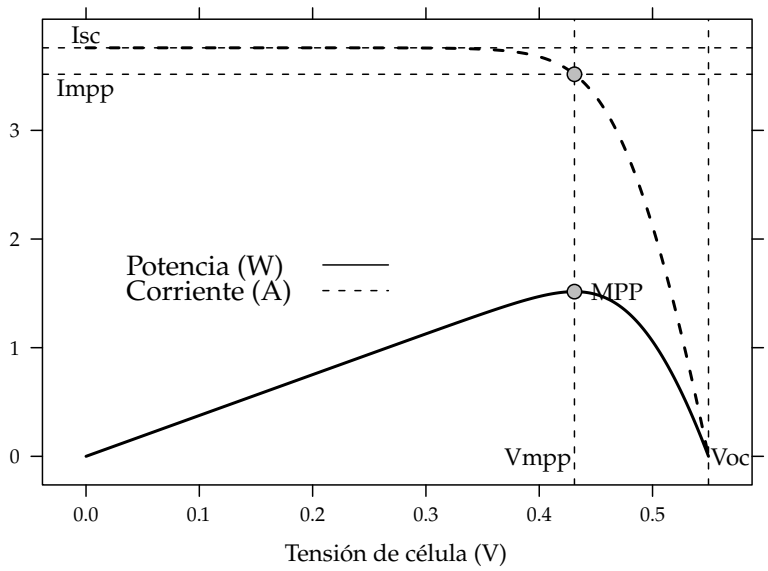


FIGURA 4.6: *Curvas corriente-tensión (línea discontinua) y potencia-tensión (línea continua) de una célula solar ($T_a = 20\,^{\circ}\mathrm{C}$ y $G = 800\,\mathrm{W/m^2}$).*

4.2.1. Punto de máxima potencia

Superpuesta a la curva corriente-tensión, la figura 4.6 incluye la relación entre la potencia y la tensión. Es evidente la presencia de un máximo que adquiere el nombre de punto de máxima potencia (*MPP, maximum power point* en sus siglas inglesas). La localización de este punto viene definida por la condición $\frac{\mathrm{d}P}{\mathrm{d}V} = 0$. La potencia entregada por la célula en este punto será la considerada como potencia nominal, $P_{mpp} = I_{mpp} \cdot V_{mpp}$. Las unidades de esta potencia son vatios pico (Wp), reflejando la idea de potencia máxima alcanzable.

Dado que la célula funciona en corriente continua, su potencia es $P = V \cdot I$ y por tanto:

$$\begin{aligned} \frac{\mathrm{d}(I \cdot V)}{\mathrm{d}V} &= V \cdot \frac{\mathrm{d}I}{\mathrm{d}V} + I \cdot \frac{\mathrm{d}V}{\mathrm{d}V} \\ \mathrm{d}P &= V \cdot \mathrm{d}I + I \cdot \mathrm{d}V \end{aligned} \tag{4.8}$$

Antes de este punto, $\frac{\mathrm{d}P}{\mathrm{d}V} > 0$ o, de forma equivalente, $\frac{\mathrm{d}I}{\mathrm{d}V} > -\frac{I}{V}$. Entre este punto y el circuito abierto $\frac{\mathrm{d}P}{\mathrm{d}V} < 0$ o, de forma equivalente, $\frac{\mathrm{d}I}{\mathrm{d}V} < -\frac{I}{V}$. En el punto de máxima potencia se cumplirá:

$$\frac{\mathrm{d}I}{\mathrm{d}V} = -\frac{I_{mpp}}{V_{mpp}} \tag{4.9}$$

4.2.2. Factor de forma y Eficiencia

El área encerrada por el rectángulo definido por el producto $I_{mpp} \cdot V_{mpp}$ es, como es observable en la figura 4.6, inferior a la representada por el producto $I_{sc} \cdot V_{oc}$. La relación entre estas dos superficies se cuantifica con el factor de forma:

$$FF = \frac{I_{mpp} \cdot V_{mpp}}{I_{sc} \cdot V_{oc}} \tag{4.10}$$

El factor de forma es tanto más cercano a la unidad cuánto mas acentuado sea el codo localizado en el punto de máxima potencia. Su valor, normalmente comprendido entre 0,7 y 0,8, varía poco de unas células a otros. Conociendo los valores de I_{sc} y V_{oc} es posible calcular la potencia en el punto de máxima potencia, dado que $P_{mpp} = FF \cdot I_{sc} \cdot V_{oc}$.

Por otra parte, la calidad de una célula se puede cuantificar con la eficiencia de conversión según la ecuación 4.11

$$\eta = \frac{I_{mpp} \cdot V_{mpp}}{P_L} \tag{4.11}$$

donde $P_L = A_c \cdot G_{ef}$ representa la potencia luminosa que incide en la célula. Como es evidente de la ecuación 4.11, este valor de eficiencia se corresponde al caso en el que el acoplamiento entre la carga y la célula permite a ésta trabajar en el punto de máxima potencia. En la figura 4.7 se muestra la evolución temporal del valor de eficiencia de célula de laboratorio para diferentes tecnologías. Las células industriales de silicio suelen ofrecer eficiencias comprendidas entre el 13 % y el 17 %.

4.2.3. Circuito equivalente de una célula solar

Para analizar el comportamiento de una célula en un circuito es conveniente emplear modelos equivalentes alternativos a la ecuación 4.7. La corriente fotogenerada puede ser modelada con un generador de corriente mientras que la corriente de oscuridad puede ser representada con un diodo, tal y como se recoge en la figura 4.10. En esta figura se incluyen una resistencia serie y una resistencia paralelo para efectos no incluidos en la ecuación 4.7 pero apreciables en las células reales. Teniendo en cuenta estas dos resistencias se obtiene:

$$I = I_L - I_0 \cdot [\exp(\frac{V + I \cdot R_s}{m \cdot V_T}) - 1] - \frac{V + I \cdot R_s}{R_p} \tag{4.12}$$

La resistencia serie representa la resistencia debida a los contactos metálicos con el semiconductor, a las capas semiconductoras y a la malla de metalización. Esta resistencia reduce principalmente el factor de forma y, en menor medida, la corriente de cortocircuito. En la figura 4.8 se comprueba que valores altos de la resistencia serie alteran la pendiente de la curva I-V en la región comprendida entre el MPP y la tensión de circuito abierto y reducen el valor de potencia en el MPP.

La resistencia paralelo representa las fugas de corriente en los bordes de célula, los posibles cortocircuitos metálicos y la recombinación favorecida en las fronteras de grano del cristal. Esta resistencia reduce el factor de forma y la tensión de circuito abierto. En la figura 4.9 se comprueba que valores bajos de la resistencia paralelo alteran la pendiente de la curva I-V en la región comprendida entre el cortocircuito y el MPP y reducen el valor de potencia en el MPP. En general, toma valores suficientemente altos como para que su influencia en el funcionamiento global sea baja, y de ahí que frecuentemente se desprecie su contribución.

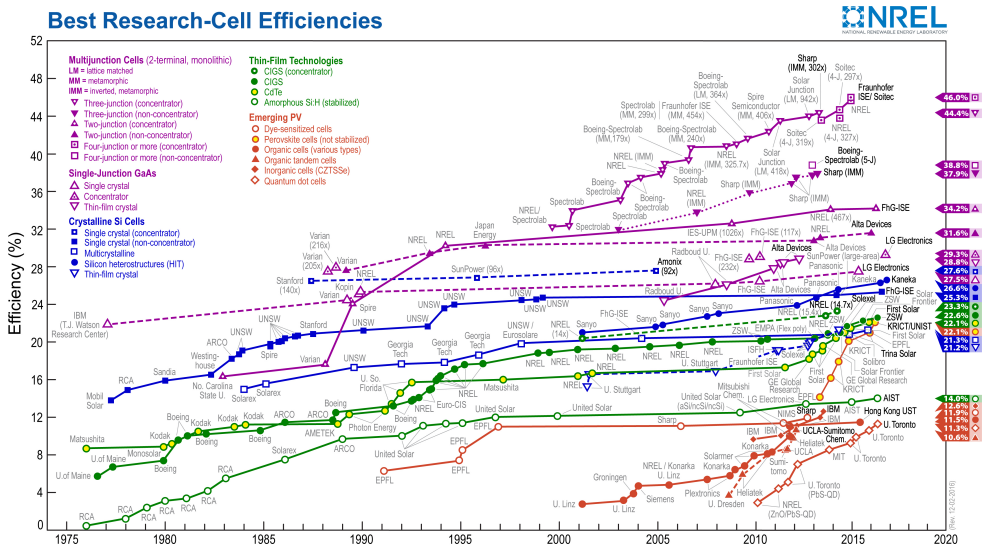
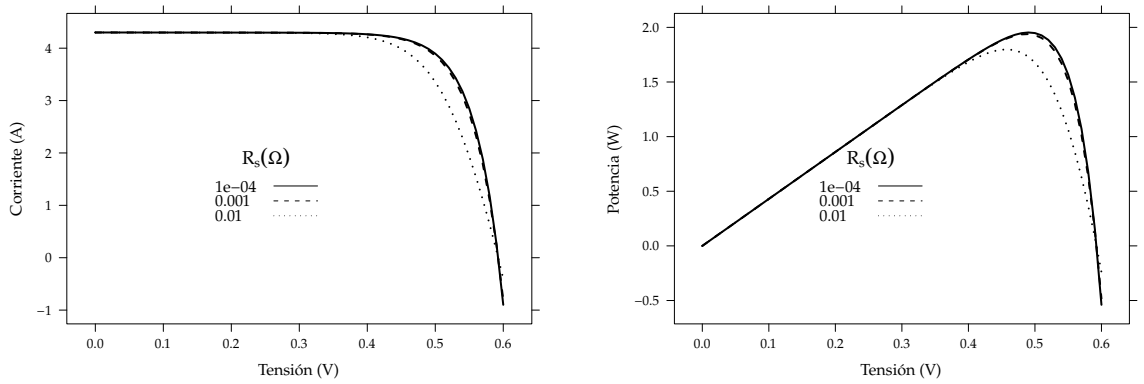
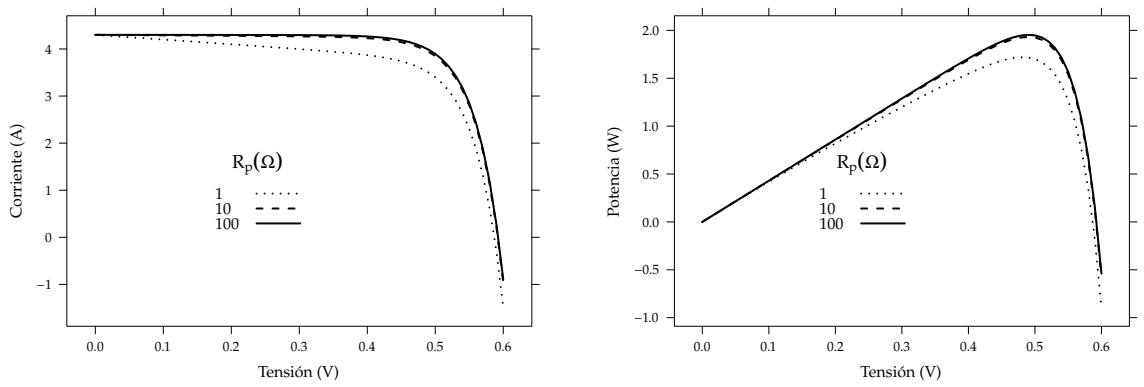


FIGURA 4.7: *Evolución de la eficiencia de células según la tecnología (según el National Renewable Energy Laboratory (EEUU).*



(A) *Curva I-V.* (B) *Curva P-V.*

FIGURA 4.8: *Efecto de la resistencia serie en las curvas I-V y P-V.*



(A) *Curva I-V.* (B) *Curva P-V.*

FIGURA 4.9: *Efecto de la resistencia paralelo en las curvas I-V y P-V.*

Considerando que el valor de la exponencial es notablemente superior a 1 en todas las condiciones de operación, que la contribución de la resistencia paralelo es despreciable y que la corriente de cortocircuito es equivalente a la corriente fotogenerada, obtenemos la ecuación 4.13:

$$I = I_{sc} - I_0 \cdot \exp(\frac{V + I \cdot R_s}{m \cdot V_T}) \tag{4.13}$$

De esta ecuación podemos obtener otra expresión para la tensión de circuito abierto:

$$V_{oc} = m \cdot V_t \cdot \ln(\frac{I_{sc}}{I_o}) \tag{4.14}$$

y por tanto:

$$I_0 = I_{sc} \cdot \exp(-\frac{V_{oc}}{m \cdot V_t}) \tag{4.15}$$

Sustituyendo estas expresiones en la ecuación 4.13 obtenemos la ecuación que emplearemos como curva característica de la célula solar:

$$I = I_{sc}[1 - \exp(\frac{V - V_{oc} + I \cdot R_s}{m \cdot V_t})] \tag{4.16}$$

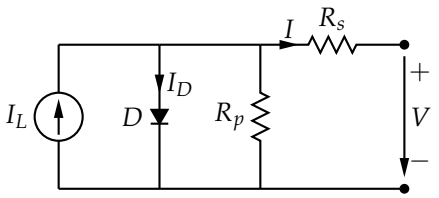


FIGURA 4.10: *Modelo eléctrico de una célula solar.*

4.2.4. Influencia de la temperatura y la radiación

Para comprender correctamente el funcionamiento de la célula solar, es preciso tomar en consideración la influencia de los dos principales factores externos: la temperatura ambiente y la iluminación incidente.

El aumento de la temperatura ambiente a la que se encuentra la célula estrecha el salto entre banda de valencia y conducción de forma que, en condiciones de iluminación constante, aumenta *ligeramente* la fotocorriente. En general, esta relación es despreciable. Sin embargo, el efecto en la tensión es más importante. El aumento en la temperatura reduce la tensión de circuito abierto según el valor de dV_{oc}/dT_c. donde T_c es la temperatura de la célula, dependiente de la temperatura ambiente y la irradiación incidente. La forma de calcular esta temperatura de célula depende de las características constructivas del módulo que encapsula a la célula. Si no hay información específica por parte del fabricante, para células de silicio cristalino es habitual emplear el valor:

$$dV_{oc}/dT_c = -2{,}3\,\frac{\mathrm{mV}}{^\circ\mathrm{C}} \tag{4.17}$$

También disminuye el factor de forma y la eficiencia, ésta según la relación $d\eta/dT_c = -0{,}4\,\%/^\circ\mathrm{C}$. El efecto de la temperatura en la curva característica queda recogido en la figura 4.11.

En cuanto a la iluminación, es conveniente recordar que la fotocorriente es proporcional a la intensidad de radiación (la cantidad de electrones liberados dependía de la cantidad de fotones incidentes aprovechables), $I_L(X) = X \cdot I_L(1)$, donde, empleando como referencia el nivel de irradiancia denominado 1 Sol (equivalente a $1000\,\mathrm{W/m^2}$ con una masa de aire $AM = 1$), se define X como el factor de concentración o nivel de irradiancia incidente en Soles. Por ejemplo, la fotocorriente generada con 2 soles, $I_L(2)$, será el doble de la generada con 1 sol, $I_L(1)$. Recordando la ecuación 4.5,

$$I_{sc}(X) \quad = \quad X \cdot I_{sc}(1) \tag{4.18}$$

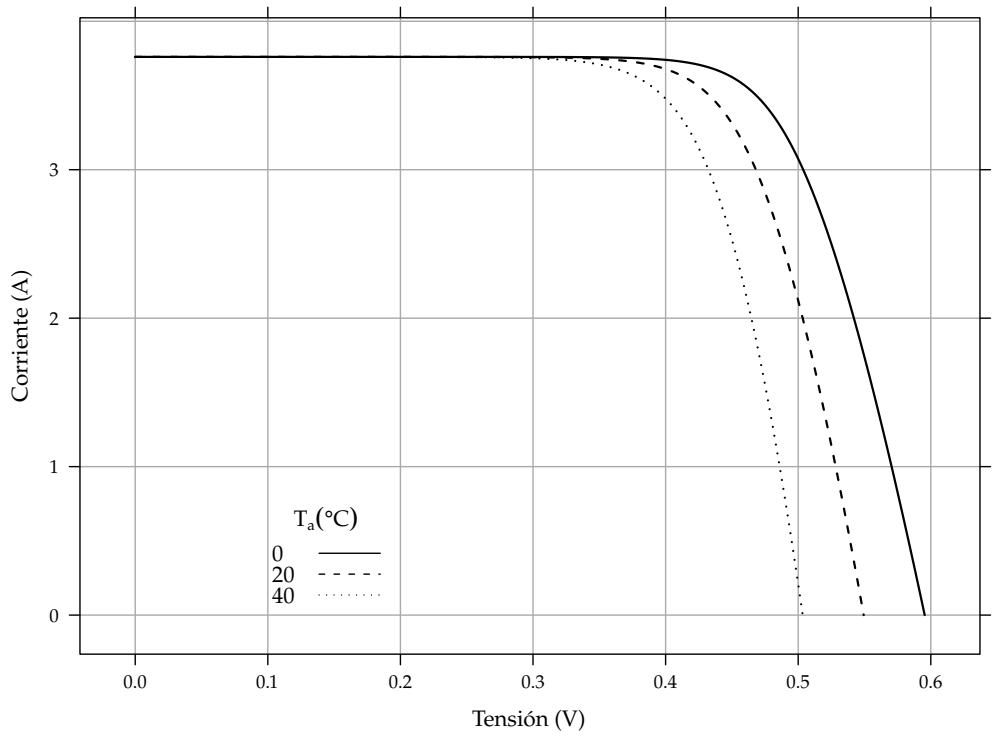
Si simbolizamos la tensión de circuito abierto a 1 Sol con V_{oc1}, la dependencia de la tensión con la iluminación queda expresada mediante una relación logarítmica, $V_{oc} = V_{oc1} + \frac{mkT_c}{e} \cdot \ln(X)$. No obstante, el efecto de la irradiancia en la tensión de circuito abierto es de menor importancia que en la corriente, y puede no ser tenida en consideración en muchos casos prácticos. Por otra parte, el factor de forma aumenta ligeramente con la irradiancia y la eficiencia crece de forma logarítmica hasta alcanzar un nivel determinado por las limitaciones físicas del dispositivo. El efecto de la irradiancia en la curva característica queda recogido en la figura 4.12.

Tomando en cuenta estas influencias, se definen unas condiciones de funcionamiento, denominadas condiciones estándar de medida (*STC, standard test conditions* en sus siglas inglesas), válidas para caracterizar una célula en el entorno de un laboratorio. Esta condiciones vienen determinadas por:

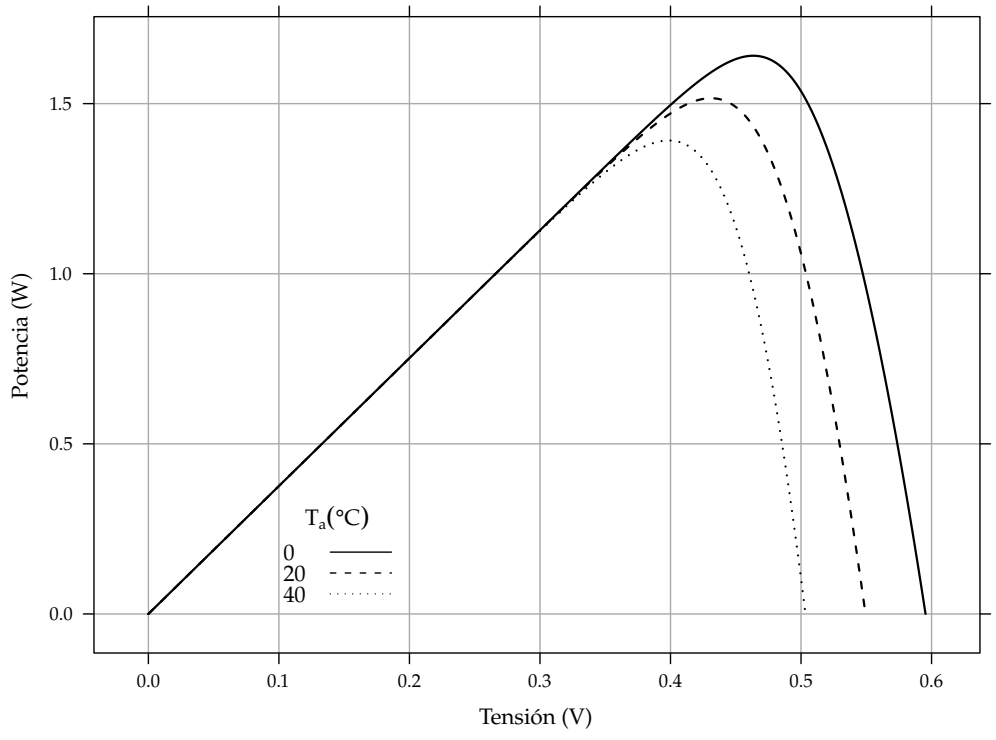
- Irradiancia: $G_{stc} = 1000\,\mathrm{W/m^2}$ con incidencia normal.
- Temperatura de célula: $T_c^* = 25\,^\circ\mathrm{C}$.
- Masa de aire: $AM = 1{,}5$

Es de uso común añadir un asterisco como superíndice para denotar aquellos parámetros medidos en estas condiciones. Frecuentemente los fabricantes informan de los valores de las tensiones V_{oc}^* y V_{mpp}^* y las corrientes I_{sc}^* y I_{mpp}^*. A partir de estos valores es posible referir a estas condiciones la potencia, $P_{mpp}^* = I_{mpp}^* \cdot V_{mpp}^*$, el factor de forma, $FF^* = \frac{P_{mpp}^*}{I_{sc}^* \cdot V_{oc}^*}$ y la eficiencia:

$$\eta^* = \frac{I_{mpp}^* \cdot V_{mpp}^*}{A_c \cdot G_{stc}} \tag{4.19}$$

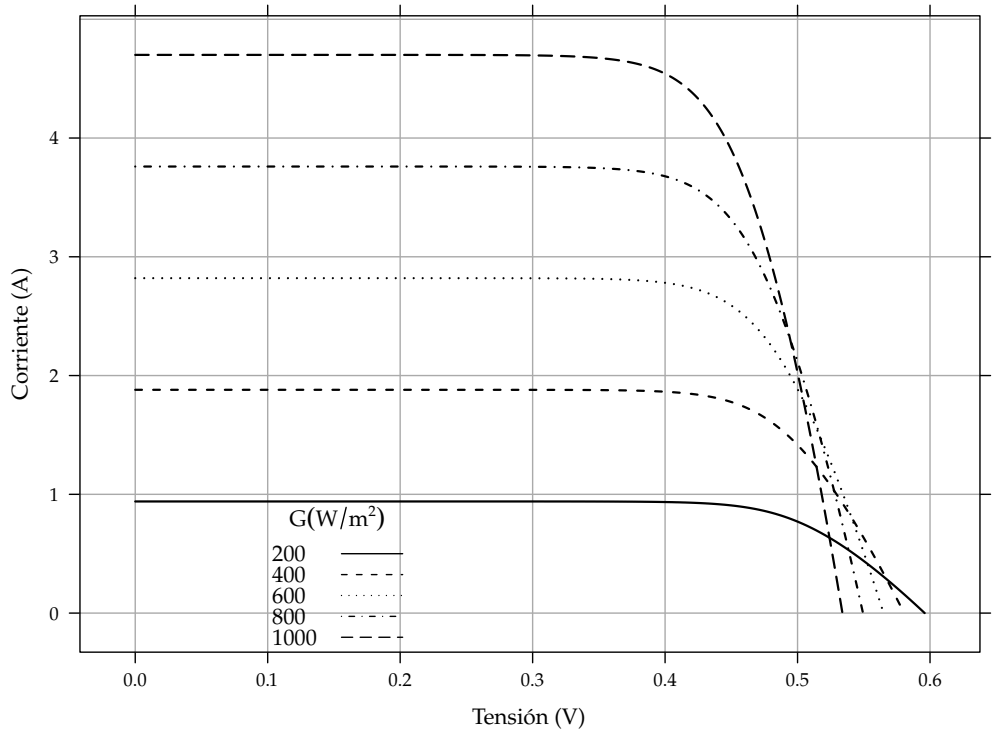


(A) *Curva I-V.*

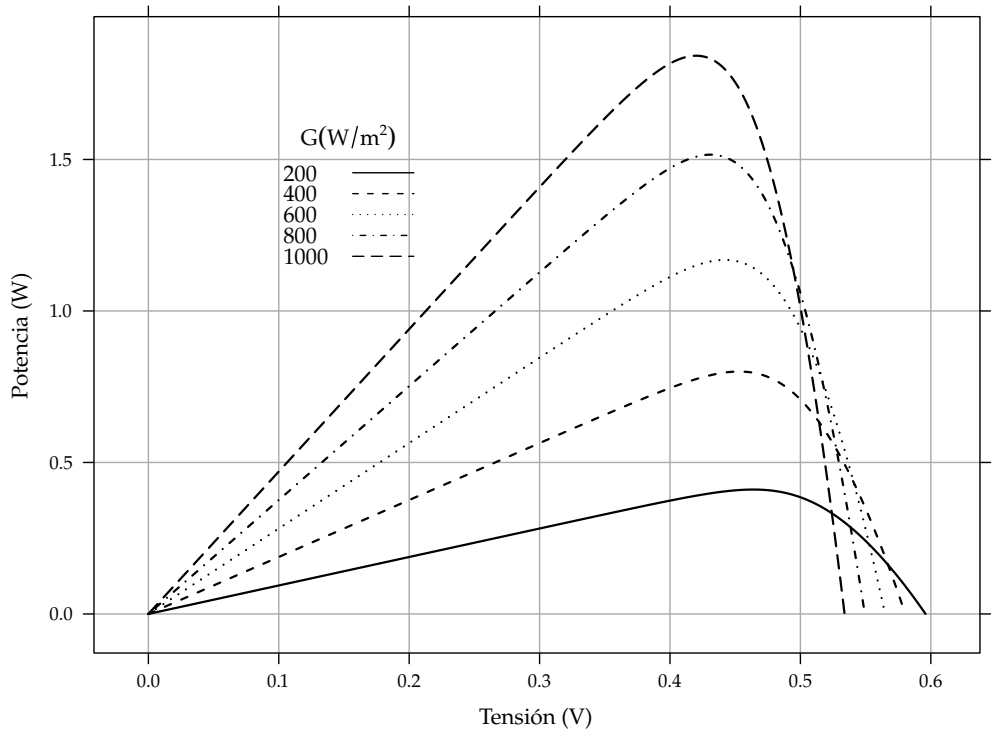


(B) *Curva P-V.*

FIGURA 4.11: *Efecto de la temperatura en la curva característica de una célula solar ($G = 800\,\mathrm{W/m^2}$).*



(A) *Curva I-V.*



(B) *Curva P-V.*

FIGURA 4.12: *Efecto de la irradiancia en la curva característica de una célula solar ($T_a = 20\,°\mathrm{C}$).*

4.2.5. Cálculo del punto de máxima potencia

En el apartado anterior se ha puesto de manifiesto la relación entre la temperatura y la irradiancia con la tensión de *circuito abierto* y la corriente de *cortocircuito*. Además, es frecuente disponer de los valores de la tensión y corriente en el punto de máxima potencia en las condiciones estándar de medida. Para poder estimar el comportamiento de la célula en otras condiciones, es necesario trasladar estos parámetros a otros valores de temperatura e irradiancia.

El cálculo de la tensión y corriente en el punto de máxima potencia a partir de la combinación entre la ecuación 4.9 y la 4.16 conduce a un sistema de ecuaciones implícitas cuya resolución no es evidente. Una aproximación a esta solución viene dada por la propuesta debida a J.M. Ruiz (según queda recogida en el anexo 2 de [AG05])[4]. Este método normaliza los valores de tensión con la tensión en circuito abierto y los valores de corriente con la corriente de cortocircuito:

$$v = \frac{V}{V_{oc}} \tag{4.20}$$

$$i = \frac{I}{I_{sc}} \tag{4.21}$$

y por tanto, en el punto de máxima potencia obtenemos:

$$v_{mpp} = \frac{V_{mpp}}{V_{oc}} \tag{4.22}$$

$$i_{mpp} = \frac{I_{mpp}}{I_{sc}} \tag{4.23}$$

$$p_{mpp} = FF \tag{4.24}$$

y evidentemente $v_{oc} = 1$ e $i_{sc} = 1$. La resistencia serie y el factor de forma normalizados se calculan con:

$$r_s = \frac{R_s}{(V_{oc}/I_{sc})} \tag{4.25}$$

$$ff = v_{mpp} \cdot i_{mpp} = FF \tag{4.26}$$

Por último, para incorporar la tensión térmica en las ecuaciones normalizadas emplearemos:

$$k_{oc} = \frac{V_{oc}}{V_t} \tag{4.27}$$

Con estos cálculos previos, este método propone localizar el punto de máxima potencia de forma aproximada mediante las ecuaciones:

$$i_{mpp} = 1 - \frac{D_M}{k_{oc}} \tag{4.28}$$

$$v_{mpp} = 1 - \frac{\ln(k_{oc}/D_M)}{k_{oc}} - r_s \cdot i_{mpp} \tag{4.29}$$

donde:

$$D_M = D_{M0} + 2 \cdot r_s \cdot D_{M0}^2 \tag{4.30}$$

$$D_{M0} = \frac{k_{oc} - 1}{k_{oc} - \ln k_{oc}} \tag{4.31}$$

Como dato de partida es necesario obtener los valores de I_{sc} y V_{oc} en las condiciones de temperatura y radiación deseadas, empleando para tal efecto las ecuaciones 4.17 y 4.18. A continuación, es necesario conocer el valor de la resistencia serie. Esta resistencia se puede calcular con la ecuación 4.32 a partir de la información que el fabricante suministra sobre las corrientes y tensiones de la célula:

$$R_s^* = \frac{V_{oc}^* - V_{mpp}^* + m \cdot V_t \cdot \ln(1 - \frac{I_{mpp}^*}{I_{sc}^*})}{I_{mpp}^*} \tag{4.32}$$

[4] Implementada en las funciones `fProd` y `prodGCPV` de `solaR` [Per12b]

donde se debe emplear el valor de V_t para $T_c = 25\,^{\circ}\mathrm{C}$. Una aproximación válida en general considera que la resistencia serie no se afectada por las variaciones de temperatura y radiación. Por tanto, en todo el proceso será $R_s = R_s^*$.

Con esta información se pueden obtener los valores de r_s (ecuación 4.25) y k_{oc} (ecuación 4.27). Empleando las ecuaciones 4.31 y 4.30 podemos calcular el valor de i_{mpp} (ecuación 4.28) y de v_{mpp} (ecuación 4.29). Los valores deseados son $V_{mpp} = v_{mpp} \cdot V_{oc}$ y $I_{mpp} = i_{mpp} \cdot I_{sc}$.

Una aproximación más sencilla de emplear que este método consiste en suponer que el factor de forma permanece constante con las condiciones de operación, $FF = FF^*$, y trasladar esta condición a la constancia de los factores implicados:

$$\frac{I_{mpp}}{I_{sc}} = \frac{I^*_{mpp}}{I^*_{sc}} \tag{4.33}$$

$$\frac{V_{mpp}}{V_{oc}} = \frac{V^*_{mpp}}{V^*_{oc}} \tag{4.34}$$

De esta forma, conocidos los valores en STC de los cuatro parámetros, y utilizando las ecuaciones 4.18 y 4.17 para tener en cuenta la radiación y temperatura, es posible localizar aproximadamente el punto de máxima potencia con las ecuaciones 4.33 y 4.34.

4.3. Fabricación

Resumimos con brevedad los principales pasos que componen el proceso de fabricación de una célula solar de silicio cristalino. El lector interesado puede dirigirse a las referencias [LH03; CM03; Gre95].

El silicio puede extraerse de la cuarcita obteniendo silicio de grado metalúrgico (98 % pureza). La industria de la electrónica necesita silicio de grado electrónico (nivel de impureza por debajo de 10^{-10}, o 9 nueves). Sin embargo, para las células solares puede utilizarse silicio de grado solar cuyo nivel de impureza es algo mayor. Durante mucho tiempo, el sector solar aprovechaba el silicio que la industria electrónica no aprovechaba. Sin embargo, el despegue experimentado por el sector en los últimos años ha supuesto que la demanda de silicio para fabricación de células adquiera entidad propia.

Al mezclar silicio con ácido clorhídrico se produce triclorosilano, que es destilado para eliminar impurezas. Al unir silano de cloro con hidrógeno se obtiene de vuelta silicio, válido para células policristalinas (varios cristales en cada célula). Para obtener mayor pureza se emplea el silicio monocristalino (un sólo cristal) obtenido mediante el proceso de Czochralski o similar (se utiliza una semilla de cristal para crecer silicio a muy alta temperatura). El lingote resultante debe ser cortado en obleas de $200\,\mu\mathrm{m} - 500\,\mu\mathrm{m}$. Las obleas son sometidas a un proceso de limpieza para eliminar impurezas por el corte. A continuación, son dopadas con fósforo y boro para crear la unión p-n. Se limpian los bordes para evitar la formación de cortocircuitos entre las zonas p y n y se añaden los contactos posterior (con alto recubrimiento) y anterior (cuya densidad debe ser optimizada para obtener baja R_s con poco sombreado) empleando aleaciones de plata y aluminio. Para reducir las pérdidas por reflexión se añade una capa antireflexiva con, por ejemplo, óxido de titanio, causante del color azulado de muchas células. Si es posible, se textura la superficie (creación de mini pirámides) para reducir aún más la reflexión de la radiación incidente.

Capítulo 5

Asociación de dispositivos fotovoltaicos

5.1. El módulo fotovoltaico

Las características eléctricas de una célula no son suficientes para alimentar las cargas convencionales. Es necesario realizar agrupaciones en serie y paralelo para entregar tensión y corriente adecuadas. Un módulo fotovoltaico es una asociación de células a las que protege físicamente de la intemperie y aisla eléctricamente del exterior, dando rigidez mecánica al conjunto.

Existen multitud de módulos diferentes, tanto por su configuración eléctrica como por sus características estructurales y estéticas. En general, la asociación de células es encapsulada en dos capas de EVA (etileno-vinilo-acetato), entre una lámina frontal de vidrio y una capa posterior de un polímero termoplástico (frecuentemente se emplea el tedlar) u otra lámina de cristal cuando se desea obtener módulos con algún grado de transparencia. Muy frecuentemente este conjunto es enmarcado en una estructura de aluminio anodizado con el objetivo de aumentar la resistencia mecánica del conjunto y facilitar el anclaje del módulo a las estructuras de soporte.

El vidrio frontal debe tener y mantener una alta transmisividad en la banda espectral en la que trabajan las células solares. Además, debe tener buena resistencia al impacto y a la abrasión. Su superficie debe ser de forma que combine un buen comportamiento antireflexivo con la ausencia de bordes o desniveles que faciliten la acumulación de suciedad o dificulten la limpieza de ésta mediante la acción combinada del viento y la lluvia. Frecuentemente se emplea vidrio templado con bajo contenido en hierro con algún tipo de tratamiento antireflexivo.

El encapsulante a base de EVA, combinado con un tratamiento en vacío y las capas frontal y posterior, evita la entrada de humedad en el módulo, señalada como la causa principal de la degradación a largo plazo de módulos fotovoltaicos. Además, esta combinación permite obtener altos niveles de aislamiento eléctrico [WGW00].

Una configuración eléctrica muy común hasta hace unos años empleaba 36 células en serie para obtener módulos con potencias comprendidas en el rango $50\,\mathrm{Wp} - 100\,\mathrm{Wp}$ con tensiones en MPP cercanas a los 15 V en funcionamiento. Estos módulos eran particularmente adecuados para su acoplamiento con baterías de tensión nominal 12 V en los sistemas de electrificación rural. Con el protagonismo abrumador de los sistemas fotovoltaicos de conexión a red, esta configuración ha perdido importancia. Ahora son frecuentes los módulos de potencia superior a los 300 Wp y tensiones en el rango $30\,\mathrm{V} - 50\,\mathrm{V}$.

Para los módulos compuestos por células de silicio cristalino es de aplicación la norma internacional IEC 61215 "*Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules - Design Qualification and Type Approval*". Esta norma internacional recoge los requisitos de diseño y construcción de módulos fotovoltaicos terrestres apropiados para su operación en períodos prolongados de tiempo bajo los efectos climáticos. Asimismo, esta norma detalla un procedimiento de pruebas a los que se debe someter el módulo que desee contar con la certificación asociada a esta normativa.

5.1.1. Modelado de un módulo

Para modelar el funcionamiento de un módulos realizaremos las siguientes suposiciones, similares a las adoptadas para la célula solar [Lor06]:

- Los efectos de la resistencia paralelo son despreciables.
- La resistencia serie es independiente de las condiciones de operación.
- La corriente fotogenerada (I_L) es igual a la corriente de cortocircuito.
- En cualquier condición de operación $exp(\frac{V+I\cdot R_s}{V_t}) \gg 1$.

En un módulo compuesto por N_{cs} células en serie y N_{cp}ramas en paralelo, y suponiendo que las células que lo forman son idénticas, la tensión del módulo es $V_m = N_{cs} \cdot V_c$ y la corriente del módulo es $I_m = N_{cp} \cdot I_c$, siendo V_c e I_c la tensión y la corriente de una célula, respectivamente.

Bajo estas suposiciones, la curva característica de un módulo es:

$$I_m = I_{sc} \cdot (1 - exp(\frac{V_m - V_{oc} + I_m \cdot R_s}{V_t}) \tag{5.1}$$

Como ocurría con la célula, supondremos que la corriente de cortocircuito depende exclusivamente y de forma lineal de la irradiancia:

$$I_{sc} = G_{ef} \cdot \frac{I^*_{sc}}{G_{stc}} \tag{5.2}$$

y la tensión de circuito abierto depende exclusivamente de la temperatura de *célula*, y decrece linealmente con ella:

$$V_{oc}(T_c) = V^*_{oc} + (T_c - T^*_c) \cdot \frac{dV_{oc}}{dT_c} \tag{5.3}$$

Si no hay información específica por parte del fabricante, para módulos de silicio cristalino es habitual emplear el valor:

$$dV_{oc}/dT_c = -2{,}3 \frac{\text{mV}}{\text{celula}\,^\circ\text{C}} \tag{5.4}$$

El procedimiento detallado en la sección 4.2.5 para localizar el punto de máxima potencia en cualquier condición de temperatura e irradiancia es aplicable también para un módulo sin más que sustituir adecuadamente los valores de corriente y tensión que corresponden a las células que componen el módulo.

5.1.2. Comportamiento térmico del módulo

En las ecuaciones previas se hace referencia a las condiciones estándar de medida, ya descritas en el capítulo 4. En estas condiciones, la temperatura de célula es de 25 °C. Sin embargo, la temperatura de operación de la célula depende del balance de potencias del módulo.

El módulo recibe potencia luminosa, absorbiendo la fracción que no es reflejada al exterior. Las células transforman parcialmente en electricidad esta radiación efectiva (sección 3.5), mientras que el resto de potencia no aprovechada debe ser entregada en forma de calor al entorno. El principal mecanismo para la disipación del calor en los paneles planos terrestres es la convección. Los procesos radiativos son secundarios aunque no despreciables [LH03]. Este balance queda recogido en la ecuación 5.5:

$$A_c \cdot G_{ef} = P_c + P_Q \tag{5.5}$$

siendo A_c el área de la célula, G_{ef} la irradiancia efectiva en la célula, P_c la potencia eléctrica entregada por la célula y P_Q la potencia calorífica disipada al entorno. Cuando la célula en cuestión funciona correctamente el criterio de signos supone un valor positivo para la potencia eléctrica. La temperatura de la célula respecto a la temperatura ambiente puede calcularse de forma aproximada a partir de la potencia calorífica con la ecuación 5.6:

$$T_c = T_a + \xi \cdot P_Q \tag{5.6}$$

siendo ξ el coeficiente térmico del laminado, que puede ser estimado a partir de una constante, C_T y el área de la célula, $\xi = C_T / A_c$.

Una simplificación común consiste en asumir que el incremento de la temperatura de la célula respecto a la ambiente depende linealmente de la irradiancia incidente. El coeficiente de proporcionalidad depende de muchos factores, tales como el modo de instalación del módulo, la velocidad del viento, la humedad ambiente y las características constructivas del laminado.

Estos factores quedan recogidos en un valor único representado por la temperatura de operación nominal de célula (NOCT o TONC), definida como aquella que alcanza una *célula* cuando su *módulo* trabaja en las siguientes condiciones:

- Irradiancia: $G = 800\,\mathrm{W/m^2}$
- Espectro: el correspondiente a $AM = 1{,}5$.
- Incidencia normal
- Temperatura *ambiente*: $T_a = 20\,^{\circ}\mathrm{C}$.
- Velocidad de viento: $v_v = 1\,\mathrm{m/s}$.

La ecuación 5.7 expresa una aproximación aceptable del comportamiento térmico de una célula integrada en un módulo en base a las consideraciones previas, donde las unidades de la radiación efectiva son $\mathrm{W/m^2}$:

$$T_c = T_a + G_{ef} \cdot \frac{NOCT - 20}{800} \tag{5.7}$$

Para la simulación del funcionamiento de un módulo fotovoltaico en condiciones de operación real, es necesario contar con secuencias de valores de temperatura ambiente. En ausencia de información detallada, puede asumirse un valor constante $T_a = 25\,^{\circ}\mathrm{C}$ en el caso de simulaciones anuales [PLC07]. Si se dispone de los valores máximos y mínimos diarios de la temperatura ambiente, es posible sintetizar una secuencia intradiaria mediante una combinación de funciones coseno [Hul+06][1].

5.1.3. Punto caliente

Las características eléctricas de las células que componen una agrupación son siempre diferentes. Esta dispersión de parámetros altera el funcionamiento ideal descrito por las ecuaciones previas. Cuando en una agrupación serie una de las células es incapaz de alcanzar el mismo nivel de fotocorriente que el resto, ya sea por sus diferentes características, avería o por sombreado, su funcionamiento queda gravemente alterado y, bajo determinadas condiciones, puede ocasionar la avería del módulo. Por ejemplo, en la figura 5.1, una rama de 6 células en serie contiene una célula sombreada, la señalada con C_4. Nos referiremos a la célula 1 como ejemplo de las otras 5 células que no presentan problemas.

Cuando esta agrupación serie sea acoplada a una carga quedará polarizada en un rango de tensiones, lo que ocasionará que cada célula trabaje en unas condiciones determinadas. En la figura 5.2 se recoge la relación entre las tensiones que alcanzan las células 1 y 4 para diferentes tensiones de la agrupación. Es evidente que, mientras la célula 1 está polarizada correctamente, la célula 4 está sometida a tensiones negativas en la mayor parte del intervalo.

Esta situación queda aún más patente en la figura 5.3. Mientras la célula 1 trabaja en el cuadrante 1 (entregando potencia), la célula 4 se convierte en una carga, disipando la potencia del resto de células.

Al presentar la ecuación 5.5 indicábamos que la potencia eléctrica adquiría signo positivo y, por tanto, disminuía el valor de la potencia calorífica a disipar. Sin embargo, en este caso la potencia eléctrica es negativa lo que implica un incremento en el calor a disipar. La consecuencia inmediata de este modo de funcionamiento es la elevación de su temperatura respecto al conjunto de células del módulo, pudiendo dañar gravemente los materiales encapsulantes que la rodean. Por este motivo, esta avería es conocida como "punto caliente" (*hot spot*).

Diodo de paso

Para proteger a la célula sombreada es necesario habilitar un camino alternativo de corriente y así evitar que trabaje como un receptor de la potencia del resto de la agrupación. Un método frecuentemente empleado consiste en incluir diodos de paso conectados en paralelo con la agrupación serie (figura 5.4).

Con la inclusión de los diodos de paso, la curva corriente-tensión de la agrupación difiere sensiblemente de la ideal cuando aquellos se activan. En la figura 5.5 se representa las diferentes corrientes que

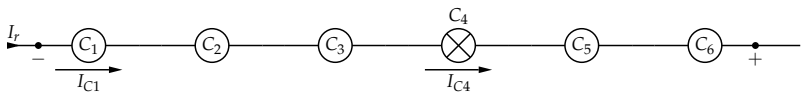


FIGURA 5.1: *Agrupación serie de células con una célula diferente al resto.*

[1] Implementado en la función `fTemp` de `solaR` [Per12b]

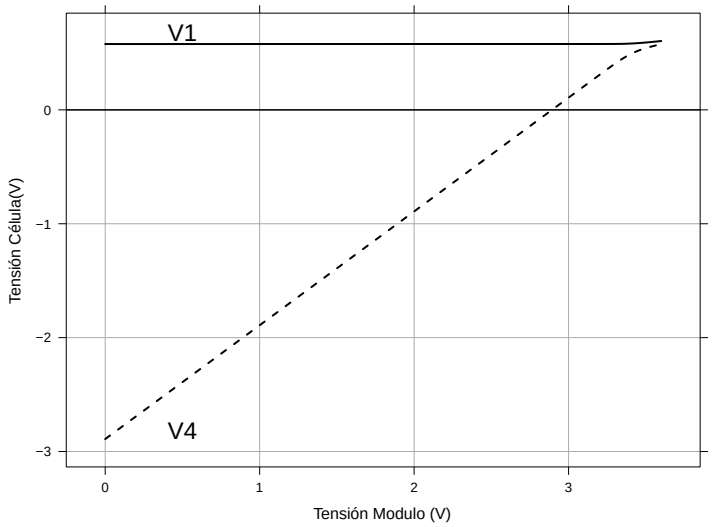


FIGURA 5.2: *Tensión de las células 1 y 4 para diferentes tensiones del módulo definido por la agrupación serie de la figura 5.1.*

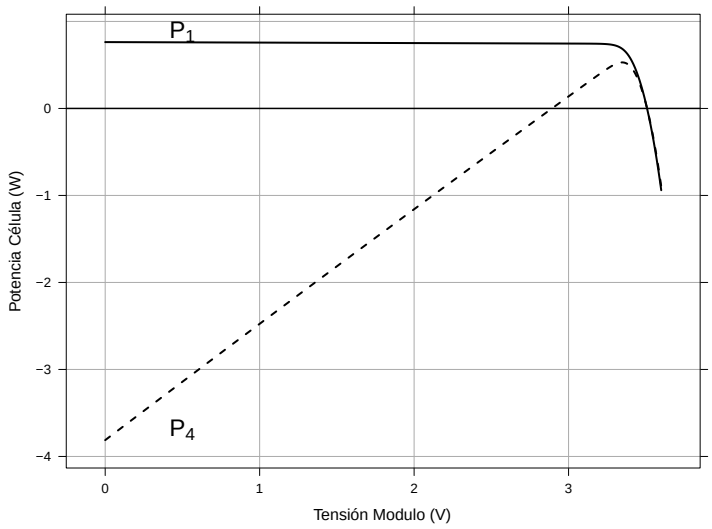


FIGURA 5.3: *Potencia de las células 1 y 4 para diferentes tensiones del módulo definido por la agrupación serie de la figura 5.1.*

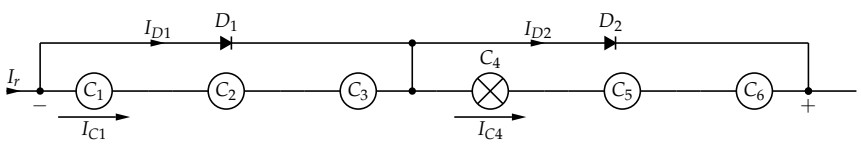


FIGURA 5.4: *Colocación de diodo de paso para evitar el fenómeno de punto caliente.*

circulan por la agrupación cuando el funcionamiento de la célula C_4 obliga al diodo D_2 a activarse. Como referencia, en esta figura se incluye la corriente I_{11} , representando la corriente que circularía por la célula C_1 si la célula C_4 no presentase problemas. Durante un rango de tensiones el diodo D_2permanece activado, conduciendo la corriente que la célula C_4 no puede. A partir de un punto determinado, el diodo queda polarizado en inversa y deja de conducir, limitando la corriente que puede circular por la serie.

Gracias al diodo de paso, la tensión que debe soportar ahora la célula C_4 es sustancialmente inferior a la obtenida sin diodos, tal y como se observa en la figura 5.6. Si se compara esta figura con la figura 5.2, se comprueba que la activación del diodo D_2 limita la tensión negativa en la célula C_4. A partir de un punto, la protección ya no es necesaria y este diodo se desactiva con lo que la tensión de la célula C_4 queda nuevamente a merced del conjunto.

Sin embargo, como se recoge en la figura 5.7, también se reduce la potencia en la célula C_4 gracias a la actuación del diodo D_2, que debe asumir esta potencia desviada durante su activación. Dado que las células protegidas por el diodo D_1 funcionan sin problemas aparentes, este diodo permanece polarizado en inversa durante todo el intervalo. Sin embargo, el funcionamiento combinado de la célula C_4 y su diodo asociado alteran la curva de potencia-tensión del resto de células (véase la correspondiente a C_1 en la figura 5.7) y de la agrupación, como es evidente en la figura 5.8.

Si representamos el número de células asociadas a un diodo de paso con N_D, y la radiación que recibe la célula diferente con G_s, es posible calcular la diferencia de temperatura entre la célula afectada y el resto. El balance de potencias de la ecuación 5.5 aplicado a la célula diferente es:

$$A_c \cdot G_s = -(N_D - 1)\eta \cdot A_c \cdot G_{ef} + P_{Qs} \tag{5.8}$$

y aplicado a las células que funcionan correctamente es:

$$A_c \cdot G_{ef} = \eta \cdot A_c \cdot G_{ef} + P_Q \tag{5.9}$$

donde η representa la eficiencia de las células que funcionan correctamente. La diferencia de temperaturas entre la célula diferente y el resto de células viene dado por la ecuación 5.6:

$$T_{cs} - T_c = \frac{C_T}{A_c} \cdot (P_{Qs} - P_Q) \tag{5.10}$$

Sustituyendo las ecuaciones 5.8 y 5.9, y operando adecuadamente se obtiene:

$$T_{cs} - T_c = C_T \cdot \left[\left(G_s - G_{ef} \right) + N_D \cdot \eta \cdot G_{ef} \right] \tag{5.11}$$

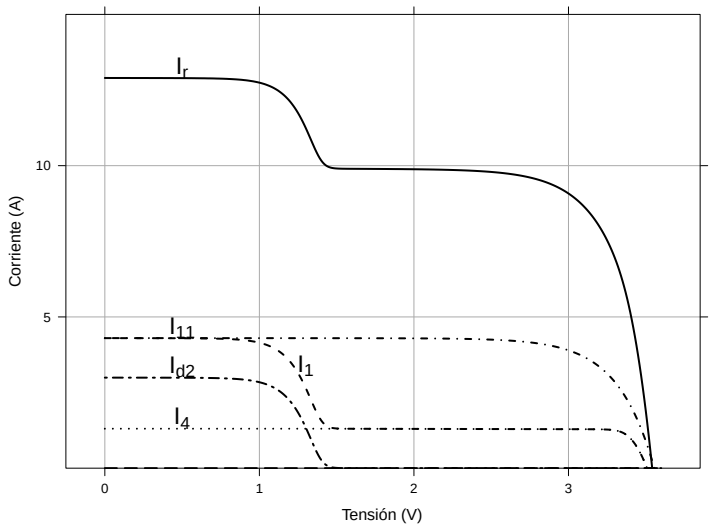


FIGURA 5.5: *Curva corriente-tensión de la agrupación serie de la figura 5.4. La corriente I_{11} representa la corriente que circularía por la célula C_1 si la célula C_4 no presentase problemas.*

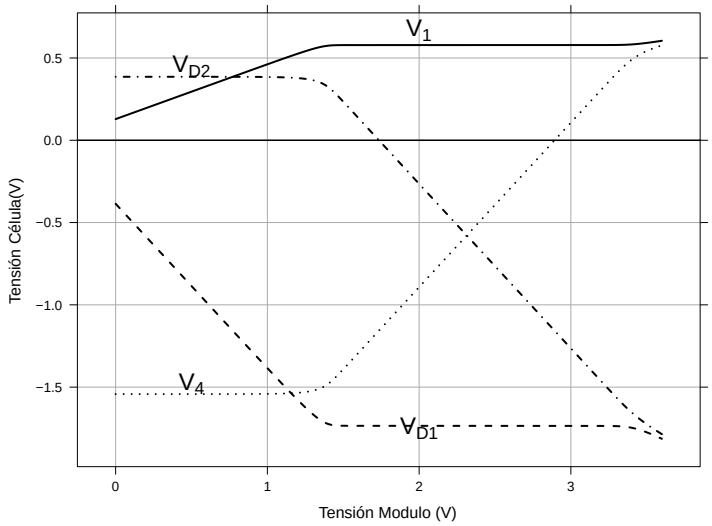


FIGURA 5.6: *Tensiones en los elementos de la figura 5.4 para diferentes tensiones de la agrupación serie.*

cuyo valor máximo ocurre cuando la radiación que recibe la célula diferente es igual al resto, $G_s = G_{ef}$:

$$T_{cs} - T_c = C_T \cdot N_D \cdot \eta \cdot G_{ef} \tag{5.12}$$

Para un módulo convencional, $N_D = 18$, $C_T = 0{,}036\,°\text{C}/(\text{W}\,\text{m}^2)$ y $\eta = 0{,}14$, la diferencia de temperaturas entre dos células protegidas por un diodo es $T_{cs} - T_c = 0{,}091 \cdot G_{ef}$. Para una radiación $G_{ef} = 1000\,\text{W}/\text{m}^2$se obtiene un valor aproximado de 91 °C. Si el módulo no incluyese diodos de paso, la diferencia de temperaturas vendría dada por:

$$T_{cs} - T_c = C_T \cdot N_{cs} \cdot \eta \cdot G_{ef} \tag{5.13}$$

siendo N_{cs} el número de células en serie. Para un módulo de 36 células en serie, la misma radiación del caso anterior provocaría una diferencia de temperaturas superior a los 180 °C.

Por otra parte, la alteración de esta curva produce dos máximos de potencia, uno local y otro absoluto. Ante estos dos puntos un algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia, como los descritos en el apartado 6.2.5, puede ofrecer respuestas erróneas.

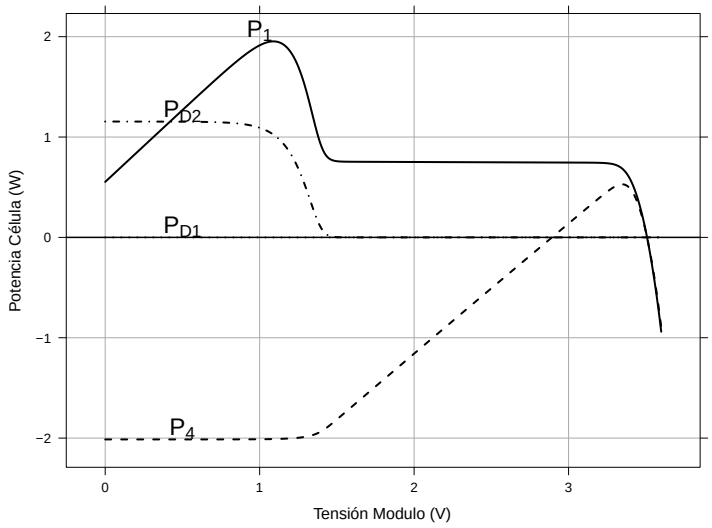


FIGURA 5.7: *Potencias de los elementos de la figura 5.4 para diferentes tensiones de la agrupación serie.*

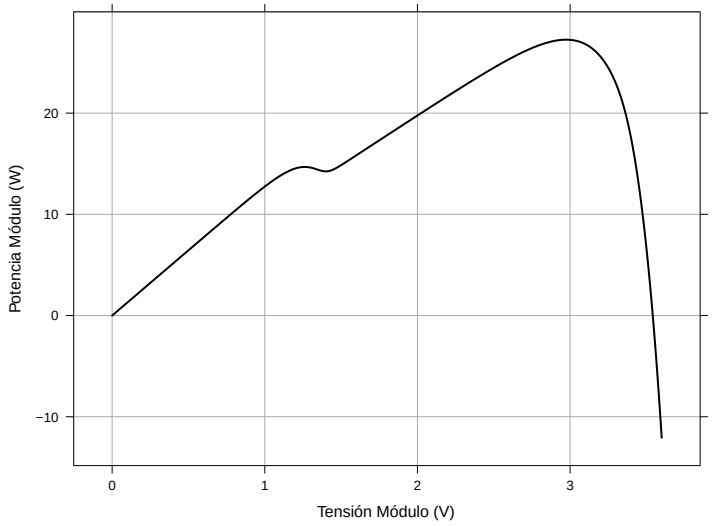


FIGURA 5.8: *Curva potencia-tensión de la agrupación serie de la figura figura 5.4 cuando la célula C_4 presenta problemas de funcionamiento.*

En los módulos comerciales suele optarse por proteger de 18 a 20 células con un diodo de paso. Se suele preferir conexiones solapadas como la mostrada en la figura 5.9 para evitar el cortocircuito del módulo cuando los dos diodos conducen simultáneamente y ante un cambio de polaridad en la conexión del módulo.

El análisis del "punto caliente" recogido en la literatura ha estado ligado comúnmente a células averiadas o afectadas por sombra. En tiempos recientes se ha puesto de manifiesto la problemática asociada a ciertos niveles de dispersión de parámetros de células en un mismo módulo. En determinadas condiciones, el funcionamiento de este tipo de módulos también provoca la aparición de puntos calientes con gradientes elevados de temperatura, recortando así su vida útil [LMM09].

5.2. Generador Fotovoltaico

Un generador fotovoltaico es una asociación eléctrica de módulos fotovoltaicos para adaptarse a las condiciones de funcionamiento de una aplicación determinada. Se compone de un total de $N_p \cdot N_s$ módulos, siendo N_p el número de ramas y N_s el número de módulos en cada serie. El número de ramas define la corriente total del generador, $I_g = N_p \cdot I_m$, y el número de módulos por serie define la tensión del generador, $V_g = N_s \cdot V_m$. La figura 5.10 muestra un generador fotovoltaico compuesto por 2 ramas de 3 módulos en serie. Sin embargo, al considerar las características reales de los módulos que componen un generador fotovoltaico es necesario analizar un fenómeno que altera estos cálculos sencillos: las pérdidas por dispersión de parámetros.

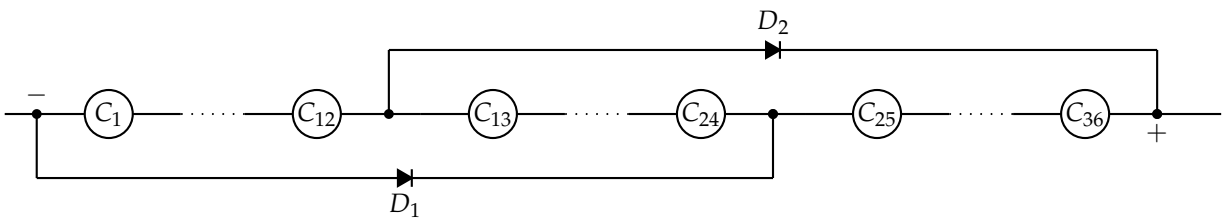


FIGURA 5.9: *Configuración típica de conexión de diodos de paso en una serie de 36 células.*

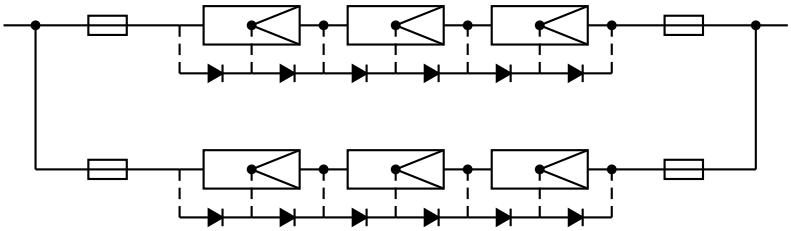


FIGURA 5.10: *Esquema de un generador fotovoltaico compuesto por 2 ramas de 3 módulos en serie. El esquema incluye la protección con fusibles y por rama y los diodos de paso incluidos en cada módulo.*

5.2.1. Pérdidas por dispersión

Los parámetros eléctricos de los módulos fotovoltaicos que componen un generador nunca son exactamente iguales. La dispersión de estos parámetros provoca que la potencia eléctrica total sea inferior a la suma de las individuales.

Para abordar el cálculo del comportamiento del generador es preciso emplear herramientas de análisis estadístico. Según [Zil93] la corriente de máxima potencia de un conjunto de módulos puede caracterizarse por una distribución tipo Weibull:

$$f(I_{mpp}) = \alpha\beta^{-\alpha} I_{mpp}^{\alpha-1} exp\left[-\left(\frac{I_{mpp}}{\beta}\right)^{\alpha}\right] \tag{5.14}$$

siendo α el factor de forma y β el factor de escala de la distribución. La eficiencia de conexión serie es:

$$\eta_{cs} = \frac{I_{mpp}^{r}}{\overline{I_{mpp}}} \tag{5.15}$$

donde I_{mpp}^{r} es la corriente de la rama, y $\overline{I_{mpp}}$ la media de las corrientes del grupo de módulos. A partir de la distribución y la definición de eficiencia de conexión serie puede deducirse que ésta se calcula mediante

$$\eta_{cs} = N_s^{-\frac{1}{\alpha}} \tag{5.16}$$

siendo N_s el número de módulos en la serie. Por otra parte, puede demostrarse que la tensión de un grupo de módulos puede modelarse mediante una función gaussiana y que la dispersión de valores de tensión es suficientemente baja para poder considerar que la eficiencia de conexión de ramas en paralelo es igual a 1.

Según la ecuación 5.16 la eficiencia de la conexión serie disminuye si aumenta N_s. Así, para reducir las pérdidas por dispersión es aconsejable el uso de series cortas. Sin embargo, esta opción implica trabajar con tensiones bajas que pueden conducir a grandes secciones de cableado en sistemas de gran potencia.

Asimismo, la eficiencia aumenta con α. La dispersión de valores de un conjunto modelado por una distribución tipo Weibull depende inversamente del valor de α. Por tanto, un método para reducir las pérdidas por dispersión consiste en realizar clasificaciones de los módulos atendiendo a sus valores reales de corriente. En sistemas de cierta entidad, puede ser conveniente realizar una clasificación en dos o tres categorías y componer cada rama con módulos pertenecientes a una misma categoría. Este método puede, teóricamente, conllevar reducciones del 2-3 % en las pérdidas globales del sistema.

La base de partida para realizar las clasificaciones es la información suministrada por el fabricante de los módulos. Esta información (habitualmente conocida como "flash-list") consiste en un conjunto de medidas eléctricas para cada uno de los módulos. Estas medidas se realizan en una cámara oscura en la que se sitúa el módulo para iluminarlo durante un breve lapso de tiempo (de ahí el nombre de "flash") simulando su funcionamiento a sol real. La indeterminación asociada a este método en relación a las medidas a sol real son del mismo rango que la separación entre categorías. Como ha sido puesto de relieve recientemente en el contexto de controles de calidad de plantas fotovoltaicas [Lor+08], estas medidas conllevan un error asociado que limitan su aplicación para la construcción de las categorías de módulos. En esta experiencia se demostró que la desviación estándar de las diferencias entre los valores recogidos en el "flash-list" y los obtenidos a sol real era similar a la anchura de las categorías necesarias para clasificar los módulos. Por tanto, aunque la clasificación es aconsejable desde el punto de vista teórico, su práctica queda cuestionada seriamente cuando emplea como material de partida las medidas tipo "flash".

Capítulo 6

Sistemas Fotovoltaicos de Conexión a Red

6.1. Conceptos básicos

6.1.1. Definición de un SFCR

Un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red (SFCR) es un sistema cuya función es producir energía eléctrica en condiciones adecuadas para poder ser inyectada en la red convencional. Como se muestra en la figura 6.1, un SFCR se compone del generador fotovoltaico, un inversor DC/AC y un conjunto de protecciones eléctricas.

La energía producida por este sistema será consumida parcial o totalmente en las cercanías, y la energía sobrante será inyectada en la red para su distribución a otros puntos de consumo. Es común que existan mecanismos de retribución económica que compensan al propietario del sistema por la energía que su sistema intercambia con la red. Pueden distinguirse, de forma simplificada, dos esquemas: la retribución con prima (*feed-in tariff*) y el balance neto (*net-metering*).

En el mecanismo de retribución con prima[1], generalmente el propietario del SFCR recibe ingresos derivados de la energía total producida (independientemente de la que haya sido consumida en las cercanías del SFCR). En este caso, el diseño no necesita considerar un consumo a satisfacer, como sí será el caso en los sistemas autónomos o de bombeo. Con este mecanismo, el objetivo del diseñador es que la producción anual del sistema sea la máxima posible sin tomar en consideración los consumos cercanos (siendo posible instalar un SFCR sin ningún consumo asociado). Este mecanismo favorece la implantación de los sistemas fotovoltaicos cuando el coste de la energía producida es superior al de la tarifa eléctrica convencional (sin tener en consideración las externalidades ambientales). Aunque formalmente favorece la generación distribuida, sin ningún condicionante adicional puede ocasionar un crecimiento desordenado que disocie las ubicaciones de los sistemas fotovoltaicos de los centros de consumo.

El mecanismo de balance neto[2] compensa los saldos de energía eléctrica entre el SFCR y un sistema de consumo asociado. Cuando la producción del SFCR supera al consumo, la red eléctrica[3] absorbe

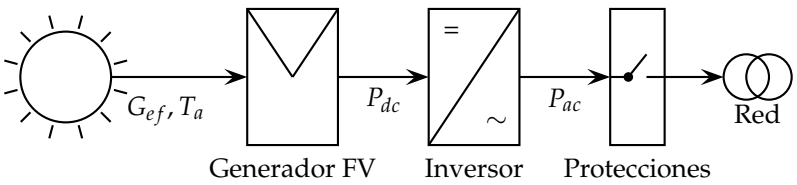


FIGURA 6.1: *Esquema de un SFCR.*

[1] Este mecanismo es de uso común en los países europeos. La referencia [Col09] proporciona información sobre el uso de este mecanismo en diferentes países europeos, donde es frecuentemente implementado.

[2] Este mecanismo es la elección habitual en los Estados Unidos de América. La referencia [CR11] detalla las diferentes modalidades empleadas en varios estados.

[3] En este mecanismo la red eléctrica puede ser asimilada a un sistema de almacenamiento infinito. Cabe la posibilidad de repercutir los costes asociados a este almacenamiento al propietario del SFCR mediante peajes o algún esquema similar.

el excedente puntual, generándose derechos de consumo diferido para el propietario del SFCR. Estos derechos de consumo se pueden ejercer cuando la producción del SFCR no es suficiente para satisfacer el consumo asociado. La interacción entre el SFCR, el consumo y la red bajo este mecanismo de retribución favorece la generación distribuida y la gestión de la demanda[4]. El diseño de un SFCR en el contexto de este mecanismo debe incluir el consumo asociado como una variable adicional que condicionará el tamaño del generador fotovoltaico.

Salvo afirmación expresa en contra, a lo largo de este capítulo se supondrá que el SFCR se enmarca en un mecanismo de retribución con prima y, por tanto, se obviará el consumo asociado.

6.1.2. Características distintivas de SFCR sobre suelo y en edificación

Tradicionalmente se distingue entre SFCRs instalados sobre suelo y en edificación. Dentro de los instalados sobre suelo existen los sistemas estáticos, con una inclinación y orientación fija, y los sistemas de seguimiento, que varían la posición del generador a lo largo del día y año para maximizar la radiación efectiva incidente. En los instalados sobre edificación es frecuente diferenciar los sistemas según el grado de integración del sistema con el edificio. Así, el documento HE5 del Código Técnico de la Edificación considera tres casos en lo que a disposición de módulos se refiere: general, superposición de módulos e integración arquitectónica. Considera que existe integración arquitectónica cuando los módulos cumplen una doble función energética y arquitectónica y además sustituyen elementos constructivos convencionales o son elementos constituyentes de la composición arquitectónica. Se supone que existe superposición arquitectónica cuando la colocación de los módulos se realiza paralela a la envolvente del edificio.

SFCR sobre suelo

El diseño de un SFCR sobre suelo tiene como objetivo maximizar la producción energética anual del sistema con el menor coste y la menor ocupación de terreno posibles. Como primera clasificación distinguiremos entre los sistemas estáticos, aquellos cuya inclinación y orientación permanece inalterable, y los sistemas de seguimiento.

El fundamento de los sistemas de seguimiento es doble: en primer lugar, la radiación incidente aumenta al seguir al sol; además, las pérdidas por reflexión disminuyen si el apuntamiento al sol mejora. Por tanto, el objetivo de estos sistemas es reducir el ángulo formado entre la línea que une el generador con el sol y la perpendicular al plano del módulo y así apuntar al sol a lo largo de su movimiento celeste. Las diferentes técnicas de seguimiento buscan concretar ese objetivo general sacrificando un apuntamiento perfecto en aras de conseguir sistemas estructurales más económicos y mejores aprovechamientos del terreno.

Así, el mejor método de seguimiento desde la perspectiva de la producción eléctrica es el denominado a doble eje, que consigue apuntar al sol con precisión a lo largo de todo su recorrido. En el siguiente puesto de los que optimizan la producción destaca el seguimiento acimutal, que sacrifica un movimiento (inclinación del generador) para conseguir sistemas más económicos. El método consiste en girar de este a oeste sobre un eje vertical. Su uso está decreciendo en comparación al método de doble eje. Otro planteamiento diferente es el utilizado por el seguimiento polar. El único eje sobre el que se produce el giro está inclinado de forma paralela al eje de rotación de la Tierra, consiguiendo que el generador aparezca al sol como perpendicular a sus rayos durante gran parte del recorrido. No obstante, las complicaciones estructurales y de giro, y la dificultad de su implantación en grandes plantas han provocado que su uso sea ocasional. Por último se debe mencionar el método de seguimiento horizontal con eje Norte-Sur. Sus ventajas son la sencillez y estabilidad estructural (el eje es horizontal y paralelo al terreno, con tantos puntos de apoyo como se consideren necesarios), la facilidad de motorización, así como el mejor aprovechamiento del terreno en relación a un sistema de doble eje.

El lector interesado en sistemas de seguimiento podrá encontrar mayor información al respecto y un conjunto de ecuaciones que describen los diferentes métodos en [Per08].

El mejor aprovechamiento de terreno depende directamente del porcentaje de radiación que quedará sombreada por los seguidores cercanos, lo que se conoce como sombras mutuas. En general, cuanto más exacto es el método de seguimiento, menos eficiente es su aprovechamiento de terreno: para un mismo valor de radiación sombreada, la separación entre seguidores aumenta en sistemas que apuntan mejor. De ahí que los sistemas estáticos sean la opción preferida cuando el terreno disponible sea limitado

[4]Más información en el vídeo de las jornadas "Competitividad de las energías renovables. Autoconsumo y Balance Neto" http://www.eoi.es/mediateca/video/1331 y en los documentos de la Jornada "El Autoconsumo Fotovoltaico en España" http://asif.org/2011/09/jornada-solar-fotovoltaica-el-autoconsumo-fotovoltaico-en-espana/.

y se desee alcanzar una potencia instalada determinada (por ejemplo para aprovechar toda la capacidad que ofrece el punto de conexión concedido) o limitar la inversión económica a costa de reducir la productividad del sistema.

Recordando que en un SFCR sobre suelo el objetivo es obtener el menor coste de la energía producida durante su vida útil con la menor ocupación de terreno posible, el diseñador debe configurar el generador (principalmente su tamaño y tipo de seguimiento) teniendo en cuenta al menos tres factores:

- La inversión económica que es posible realizar, relacionada principalmente con la potencia del generador[5] y con el tipo de seguimiento empleado.
- El rendimiento económico deseado, relacionado con la energía producida por el sistema y, por tanto, con el modo de seguimiento empleado y con la radiación disponible.
- La ocupación de terreno, relacionado con el modo de seguimiento empleado.

Es ciertamente dificil establecer recomendaciones de aplicación universal. En [Per12a] se propone un método para optimizar la separación entre seguidores teniendo en cuenta las consideraciones previas.

Los sistemas de seguimiento han proliferado en España en los últimos años. Sin embargo, debido a un contexto reciente de bajos precios de módulos, ya no son la opción más frecuente: la mayor productividad ofrecida ya no supera tan ampliamente sus contraprestaciones de mayor ocupación de terreno y, principalmente, mayor inversión.

Los sistemas instalados sobre suelo frecuentemente superan la potencia de 100 kW, y en varios casos superan los 50 MW, y por tanto, suelen contar con una instalación de evacuación en Media Tensión. En este tipo de SFCR una proporción importante del trabajo de ingeniería se dedica al diseño del sistema de interconexión de los módulos para formar el generador, el sistema eléctrico que conecta el generador con los equipos inversores, el sistema de evacuación a red de la energía producida y la red de tierras.

SFCR en edificación

El diseño de un SFCR en edificación es frecuentemente más complejo que el de un SFCR sobre suelo. La integración del sistema fotovoltaico con el edificio exige tener en cuenta muchos factores que condicionan la ubicación y la configuración del generador. Así, la orientación e inclinación del generador ya no puede ser elegida para optimizar la producción energética sino que las características propias del edificio y de los elementos que alberga obligan muy frecuentemente a optar por ángulos que difieren del óptimo. En este tipo de sistemas, el diseñador debe tomar las decisiones oportunas para aprovechar las sinergias entre edificio y sistema fotovoltaico, reduciendo las posibles interferencias entre uno y otro. Por ejemplo, un generador fotovoltaico puede ser instalado como toldo fijo sobre ventanas reduciendo la insolación que entra en el edificio y por tanto, disminuyendo la carga térmica en el mismo. La ubicación del generador vendrá determinada por la orientación de la fachada que se pretende sombrear, su inclinación será un compromiso entre la producción energética del SFCR y la cantidad de sombra deseada, y el tamaño del generador dependerá del área acristalada a sombrear.

Para las instalaciones fotovoltaicas en edificación es de particular importancia el documento HE5 del Código Técnico de la Edificación [Cte]. Esta normativa obliga a incorporar sistemas fotovoltaicos cuando se superan los 5000 m^2 construidos. La potencia nominal de estos sistemas (potencia de inversor) queda determinada por la ecuación 6.1:

$$P_{min} = C \cdot (0{,}002 \cdot S - 5) \tag{6.1}$$

siendo P_{min} la potencia nominal[6] a instalar (kW), S la superficie construida en metros cuadrados y C un coeficiente relacionado con la zona climática en la que se ubica el edificio. En todo caso, la potencia nominal máxima obligatoria será de 100 kW.

Este documento divide España en cinco zonas climáticas de acuerdo al valor medio anual de la radiación global diaria en el plano horizontal. Por ejemplo, toda la cornisa cantábrica está encuadrada en la zona I (radiación inferior a 3,8 kWh/m^2) mientras que Canarias y parte de Andalucía pertenecen a la zona V (radiación superior a 5 kWh/m^2) . El coeficiente C de la ecuación 6.1 toma un valor de 1 para la zona I y un valor de 1.4 para la zona V, de forma que este Código aboga por instalar mayor potencia en las zonas con mayor radiación.

[5] También deberá tener en cuenta la limitación de potencia que impone las características del punto de conexión concedido por la compañía eléctrica.

[6] Definida como la "suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento."

En los apartados 6.3.1 y 6.4.1 se discute sobre los requisitos que este documento exige para la disposición de módulos y sombras en el generador.

Los sistemas instalados en edificación no suelen superar la potencia de 100 kW. Su interconexión con la red eléctrica se realiza frecuentemente en Baja Tensión, aunque esta opción no siempre es posible, ya sea por superar el límite de potencia o por imposibilidad de acceso a un punto de conexión de BT cercano.

Las condiciones técnicas de conexión a la red eléctrica de los sistemas de autoconsumo en España se detallan en la "Guía Técnica de Aplicación del REBT: Instalaciones Generadoras de Baja Tensión (ITC-BT-40)"[7], y en el anexo III (Modos de Conexión) de la "Guía Profesional del Autoconsumo"[8] publicado por el IDAE. En estos documentos se recopila el catálogo de posibilidades de conexión y modos de medición según el tipo de autoconsumo (individual o colectivo) y tipo de conexión (en red interior o a través de red).

En este tipo de SFCR el diseño de los sistemas eléctricos debe tener en cuenta las canalizaciones previstas o existentes en el edificio. Por facilidad de instalación y mantenimiento, y por seguridad de los sistemas, es recomendable el uso de canalizaciones separadas del resto de sistemas del edificio. Sin embargo, los criterios de seguridad eléctrica aconsejan utilizar una red de tierras común para el edificio y el sistema fotovoltaico. Una proporción importante del trabajo de ingeniería se dedica a ubicar correctamente el generador para maximizar la producción y minimizar el efecto del sombreado, y a diseñar y elegir los elementos de anclaje de los módulos al edificio.

Sistemas de concentración

En los sistemas de concentración[9] es imprescindible adoptar el seguimiento a doble eje, ya que los concentradores, grosso modo, son ciegos a la radiación difusa y tan sólo son capaces de aprovechar la componente directa de la radiación. La concentración de radiación, una tecnología madura ampliamente empleada en los sistemas de energía solar de alta temperatura, tiene aún una importancia discreta dentro de los SFCR. La razón de su utilización, esto es, reducir costes empleando menos material activo, es todavía un objetivo por alcanzar. Cabe destacar que el material semiconductor requerido en estos módulos es actualmente más caro que el silicio empleado en los módulos convencionales. Además, los sistemas fotovoltaicos de concentración, y particularmente los que optan por altos índices de concentración (500x a 1000x) son más sensibles al desapuntamiento, sombras mutuas y suciedad que los sistemas convencionales. Por otra parte, debe tenerse en cuenta que sólo pueden emplearse allí donde la proporción anual de radiación directa sea muy elevada. En los últimos años se han llevado a cabo diferentes iniciativas para aumentar el número de instalaciones con sistemas de concentración, particularmente en España. Por tanto, es necesario estar atentos a la evolución de esta aplicación.

6.2. Inversor DC/AC

6.2.1. Conceptos Generales

La señal de potencia suministrada por un generador fotovoltaico iluminado es en tensión continua, que debe ser acondicionada para permitir el correcto acoplamiento a la red eléctrica. El equipo de acondicionamiento de potencia, denominado inversor DC/AC[10], realiza la conversión de continua a alterna cumpliendo con determinados requisitos de tensión eficaz, frecuencia, distorsión armónica de las ondas de tensión y corriente, eficiencia y rendimiento, seguridad eléctrica, etc.

Como será explicado en un apartado posterior, el inversor generalmente funciona como fuente de corriente autoconmutada y sincronizada con la red.

6.2.2. Características de un inversor comercial

La información que se puede obtener de la ficha técnica proporcionada por el fabricante de un inversor puede incluir los siguientes parámetros:

[7] Accesible en https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/baja-tension/Paginas/guia-tecnica-aplicacion.aspx.

[8] Disponible en https://www.idae.es/publicaciones/guia-profesional-de-tramitacion-del-autoconsumo.

[9] Un sistema de concentración es aquel que, para obtener reducción de costes, reduce el tamaño del material activo (en este caso, la célula fotovoltaica) y emplean lentes que concentran la radiación solar. De esta forma, la potencia eléctrica por área expuesta es teóricamente similar (despreciando las pérdidas debidas a la lente y al acoplamiento) a la de un módulo convencional empleando menos material semiconductor.

[10] DC son las siglas inglesas de *direct current*, corriente continua, y AC las correspondientes a *alternating current*, corriente alterna.

- Potencia nominal y máxima, siendo ésta un porcentaje de sobrecarga que el equipo es capaz de soportar durante un determinado período de tiempo (indicado por el fabricante).
- Ventana de búsqueda del Punto de Máxima Potencia (MPP en siglas inglesas): es el rango de tensiones en las que el inversor aplica un algoritmo de búsqueda del MPP del generador fotovoltaico. Cuando este punto permanece fuera de esta ventana, el inversor fija en el generador FV la tensión correspondiente al valor límite de la ventana. Por tanto, configurar un generador de forma que el MPP recaiga fuera de esta ventana con cierta frecuencia no tiene consecuencias perniciosas para el inversor, pero ocasiona pérdidas energéticas variables según la frecuencia de este hecho.
- Tensión máxima de entrada: es la máxima tensión que el inversor puede aguantar sin sufrir una avería. A diferencia de la ventana de tensiones anterior, sobrepasar esta tensión tiene consecuencias importantes sobre algunos componentes de entrada del inversor.
- Tensión nominal de salida: es la tensión de red a la que se puede conectar el inversor (habitualmente 230 V_{dc} para equipos monofásicos y 400 V_{ac} para equipos trifásicos).
- Eficiencia máxima: máximo valor que toma la relación entre potencia de salida y potencia de entrada. En inversores de calidad la eficiencia es estable en un amplio rango de funcionamiento del equipo y de un valor cercano a la eficiencia máxima.
- Rendimiento europeo: es la relación entre la energía entregada por un inversor que recibe una energía producida por un generador fotovoltaico funcionando en unas condiciones de radiación características de la zona centroeuropea. Este parámetro fue propuesto con el objetivo de poder comparar equipos de diferentes fabricantes con un criterio de calidad energética. Debe tenerse en cuenta que su valor está ligado a unas condiciones de radiación determinadas y, por tanto, no puede aplicarse sin corrección previa al cálculo de producción en lugares con diferente insolación.
- Umbral de arranque: según las unidades en las que se expresa, puede indicar la radiación solar incidente en el generador (W/m^2) o la potencia de entrada (W) necesaria para que el inversor comience el proceso de conversión.

6.2.3. Tipos de inversores

A grandes rasgos, los inversores pueden agruparse en tres categorías:

- Inversor central: un único inversor dedicado a todo el generador (o a un conjunto de ramas)
- Inversor orientado a rama (*string-inverter*): un inversor dedicado a una rama del generador.
- "Módulo-AC": un inversor dedicado a un módulo del generador.

A la hora de optar por una de estas categorías deben tenerse en cuenta las siguientes consideraciones:

- Los inversores orientados a rama son particularmente útiles en algunos sistemas de integración arquitectónica, al poder adaptarse mejor a las condiciones de funcionamiento con orientaciones e inclinaciones diversas.
- Los inversores centrales son recomendables para instalaciones de medio o gran tamaño. Permiten reducir costes (de adquisición, instalación y mantenimiento) y aumentar fiabilidad y eficiencia.
- Los inversores "módulo-AC" deben descartarse en cualquier caso (salvo pequeños sistemas demostrativos).
- La potencia del inversor debe estar en consonancia con la potencia del generador (una planta de 1 MWp debiera contar con 10 inversores de 100 kW o 4 de 250 kW, pero no con 200 de 5 kW).

Por otra parte, la salida de un inversor puede ser monofásica o trifásica. En general, un inversor monofásico no supera la potencia de 5 kW[11], y son poco comunes los inversores trifásicos de potencia inferior a 10 kW.

[11] En España, el Real Decreto 244/2019 indica que "Si la potencia nominal de la instalación de generación a conectar a la red de distribución es superior a 15 kW, la conexión de la instalación a la red será trifásica con un desequilibrio entre fases inferior a 5 kW".

6.2.4. Principio de funcionamiento.

Un inversor suele estar compuesto por los siguientes bloques, cuyo funcionamiento será detallado en los siguientes apartados:

- Filtro de entrada: atenúa el rizado que produce la conmutación en la corriente de entrada.
- Convertidor DC/DC: adecúa (eleva o reduce) la tensión de salida del generador a la tensión necesaria para el puente de conmutación. Puede realizar las funciones de búsqueda del punto de máxima potencia.
- Puente inversor: realiza el troceado de la señal continua para convertirla en alterna.
- Filtro de salida: elimina o atenúa los armónicos no deseados.
- Transformador: adecua el valor de tensión de salida del puente al de la red y proporciona aislamiento galvánico entre la parte DC y AC.
- Control: realiza la supervisión de la entrada y salida del convertidor DC/DC y del puente inversor y entrega las consignas correspondientes para localizar y seguir el MPP del generador, y para obtener una señal sinusoidal con bajo contenido en armónicos en la salida del inversor.

La parte fundamental de este equipo es el puente de conmutación, compuesto por un conjunto de dispositivos semiconductores de potencia (MOSFETs[12] e IGBTs[13], principalmente).

Suponiendo una fuente de tensión continua conectada en la entrada de un conjunto de dispositivos semiconductores de potencia, se puede obtener a la salida ondas de tensión y corriente alternas mediante la conmutación controlada de estos dispositivos.

El funcionamiento básico de un inversor puede entenderse a partir del circuito de la figura 6.2. Representa un inversor de puente completo en H con dos ramas de inversión, cada una con dos dispositivos de conmutación (en el caso de esta figura se trata de IGBTs) controlados para conseguir un determinado valor de tensión de salida, corriente, nivel de armónicos, etc. En esta primera aproximación, se considera que la conmutación de los dispositivos sigue patrones de onda cuadrada. En la figura 6.3 se representa la señal g_1 aplicada al dispositivo S_1, siendo $g_4 = g_1$ y $g_2 = g_3 = -g_1$. Dicho en lenguaje llano, los dispositivos S_1 y S_4 se activan simultáneamente mientras los dispositivos S_2 y S_3 están desactivados, y viceversa.

Este tipo de conmutación produce a la salida del inversor una señal cuadrada con un valor de tensión pico y eficaz V y periodo T. Se puede calcular la distorsión armónica total (THD[14], total harmonic distortion) a través de la ecuación 6.2:

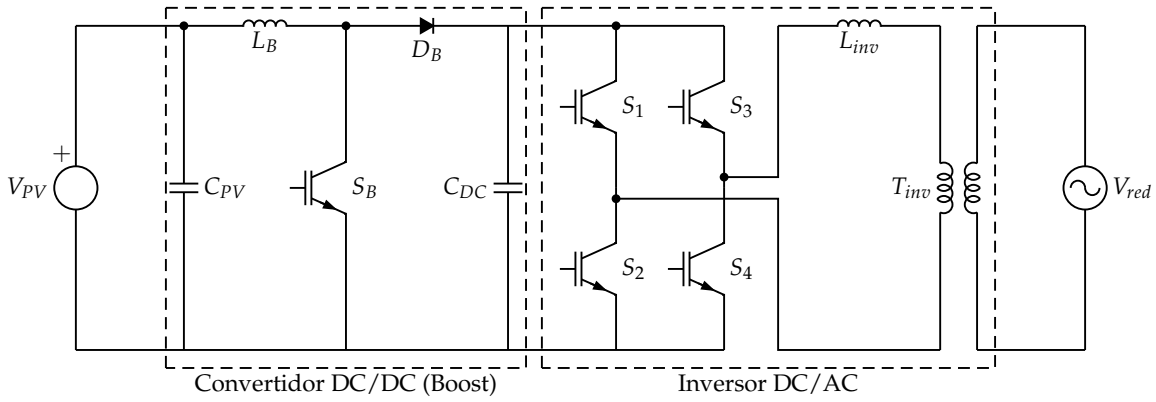


FIGURA 6.2: *Esquema de un inversor monofásico con topología VSI. La figura incluye un convertidor DC/DC tipo* Boost *(elevador) junto con el puente inversor, ambos utilizando dispositivos IGBTs. Este equipo incluye un transformador de baja frecuencia a la salida.*

[12]MOSFET son las siglas de *Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor*, es decir, transistor de efecto de campo con estructura Metal-Oxido-Semiconductor.

[13]IGBT son las siglas de *Insulated Gate Bipolar Transistor*, es decir, transistor bipolar con puerta aislada.

[14]La distorsión armónica total es una medida de la similitud entre la forma de onda y su componente fundamental a través del ratio entre la potencia de las componentes de frecuencia diferente a la fundamental (armónicos) y la potencia de la componente fundamental (en sistemas eléctricos habitualmente con frecuencia de 50 Hz). Valores altos de la THD implican un alto contenido en armónicos, y por tanto una onda con diferencias apreciables respecto a la componente fundamental.

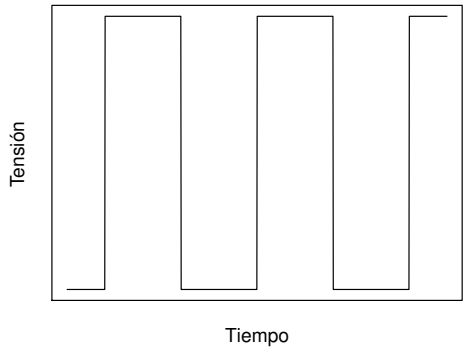


FIGURA 6.3: *Evolución temporal de una onda cuadrada de tensión empleada para controlar conmutación de un inversor.*

$$THD_v = \frac{1}{V_1}\sqrt{\sum_{n=3,5,\ldots}^{\infty} V_n^2} = \sqrt{\sum_{n=3,5,\ldots}^{\infty} \frac{1}{n^2}} = 0{,}4829 \tag{6.2}$$

siendo V_n el armónico n-ésimo y V_1 el armónico fundamental.

La versión trifásica de este inversor utiliza tres ramas de inversión controladas por patrones de conmutación con onda cuadrada desfasados 120°. En este caso, los valores de THD de las tensiones de línea[15] se calculan con la ecuación 6.3:

$$THD_v = \frac{1}{\cos\frac{\pi}{6}}\sqrt{\sum_{n=3,5,\ldots}^{\infty} \frac{\cos^2 n\frac{\pi}{6}}{n^2}} = 0{,}3103 \tag{6.3}$$

obteniendo unos valores inferiores a los de un inversor monofásico de puente completo.

A pesar de su sencillez de implementación y el bajo nivel de pérdidas por conmutación, este patrón de conmutación mediante onda cuadrada tiene serios inconvenientes. Son relevantes el alto valor de distorsión de onda, la existencia de armónicos cercanos al fundamental y la imposibilidad de regular el valor de la tensión de salida.

Frente a esta técnica, se plantean otros patrones de conmutación dando diferentes soluciones a la regulación de la tensión de salida y a la reducción de distorsión. Destacaremos únicamente el basado en modulación del ancho de pulso (PWM, *Pulse Width Modulation*). Este método consiste en generar un patrón de conmutación a partir de la comparación entre una onda de referencia con una onda triangular. El caso más común elige una sinusoide como señal de referencia, adquiriendo la denominación SPWM (modulación del ancho de pulso con señal sinusoidal): siguiendo la figura 6.4, este método genera un pulso de polaridad positiva cuando la señal sinusoidal supera a la onda triangular y un pulso de polaridad negativa en caso contrario. Recorriendo la secuencia de pulsos que se obtiene es fácil comprobar que el ancho de pulsos es variable, con pulsos positivos más anchos al aproximarse al máximo de la sinusoide, y anchura similar de pulsos positivos y negativos en los pasos por cero de esta señal de referencia.

La frecuencia de la onda senoidal es la que se desea como armónico fundamental de la onda de salida. La frecuencia de la onda triangular, y por tanto la frecuencia de conmutación, está relacionada con la de la onda senoidal mediante el denominado índice de modulación de frecuencia. Una ventaja fundamental de este tipo de modulación reside en la reducción de la distorsión armónica que depende ahora inversamente del índice de modulación de frecuencia. Así, por ejemplo, para un valor de frecuencia de conmutación de 10 kHz y para una onda de salida de 50 Hz, el primer armónico estaría alrededor del orden 200. Este armónico está muy alejado de la componente fundamental y será más facilmente filtrable. Sin embargo, aunque podría ser deseable utilizar una frecuencia de conmutación lo mayor posible, debe tenerse en cuenta que las pérdidas por conmutación aumentan proporcionalmente con la frecuencia. Por tanto, debe elegirse un compromiso que aúne valores adecuados de eficiencia y distorsión armónica.

[15] En este caso, puede demostrarse que los armónicos múltiplos de 3 de los voltajes línea a línea son nulos.

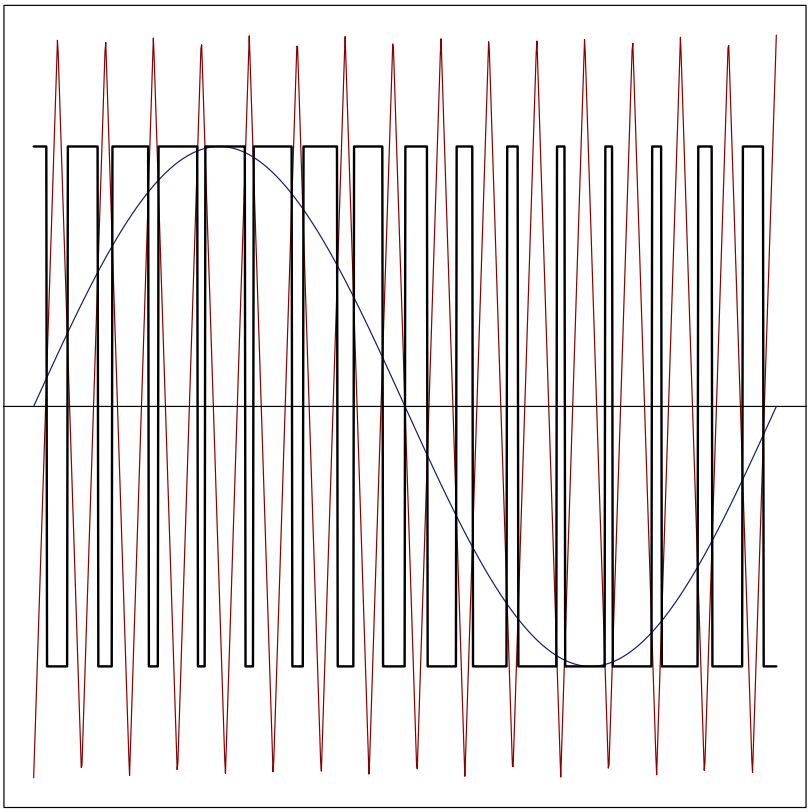


FIGURA 6.4: *Onda SPWM monofásica bipolar.*

Por otra parte, la amplitud de la onda senoidal y la de la onda triangular están relacionadas mediante el índice de modulación de amplitud. De esta forma, la amplitud de la onda de salida es modificable por el sistema de control.

Finalmente, el control SPWM aplicado a un inversor trifásico puede calcularse a partir de cada una de las funciones de conmutación aplicadas a cada una de las tres ramas. Estas funciones de conmutación surgen de la comparación entre una onda triangular y tres sinusoides desfasadas 120° entre sí, obteniendo valores de distorsión inferiores a los de un inversor monofásico.

Hasta aquí se ha supuesto que el inversor está diseñado con topología de fuente de tensión[16] (VSI, voltaje source inverter) (figura 6.2). Este tipo de inversores consideran que la tensión en su entrada no depende de los cambios que se produzcan en su salida. Sin embargo, la tensión de un generador FV depende de las condiciones meteorológicas y del punto de trabajo[17]. Parece así que la suposición necesaria para la topología VSI no es aplicable en sistemas fotovoltaicos. Sin embargo, deben hacerse dos consideraciones:

- En sistemas de conexión a red, los inversores incorporan un algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia. Es común que este algoritmo esté incorporado en un sistema de control que actúa sobre la tensión de entrada de un convertidor DC/DC sitúado a la entrada del inversor. De esta manera, el sistema de control del inversor impone al generador FV un valor de tensión de trabajo.

- Por otra parte, el proceso de conmutación del convertidor elevador y el puente inversor produce en la entrada un rizado que debe ser filtrado. Para reducir este rizado, los inversores suelen incorporar en su entrada un filtro compuesto por condensadores. El comportamiento de un condensador reduce las variaciones de la tensión en la entrada del inversor.

[16] En teoría de circuitos, una fuente de tensión ideal es un elemento del circuito cuya tensión es independiente de la corriente que lo atraviesa. De forma análoga, una fuente de corriente ideal es un elemento que entrega una corriente cuyo valor es independiente de la tensión en sus extremos.

[17] Es posible simplificar el comportamiento de un generador como una fuente de corriente cuando la tensión está comprendida entre el cortocircuito y el MPP, y como una fuente de tensión cuando está entre el MPP y la tensión de circuito abierto.

Estos dos factores de diseño permiten asumir que la entrada del puente de conmutación se comporta como una fuente de tensión.

Por otra parte, los inversores de conexión a red vierten su energía en la red eléctrica, cuyo comportamiento es asimilable a una fuente de tensión con una impedancia en serie. Esto quiere decir que la tensión a la salida del inversor vendrá fijada por la red eléctrica. Para conseguir que el inversor funcione correctamente se utiliza una combinación de control de corriente y elementos inductivos en la salida[18] de forma que el inversor se comporte como una fuente de corriente en su salida. El control obligará a que esta fuente de corriente guarde una cierta fase con la tensión de red[19] y a que su amplitud esté en consonancia con la corriente de entrada al inversor (determinada por el algoritmo de búsqueda del MPP).

6.2.5. Búsqueda del punto MPP

Una de las funciones que incorpora el sistema de control de un inversor de conexión a red es la localización y seguimiento del MPP del generador. Dado que este punto no es conocido a priori, debe ser localizado mediante un algoritmo de búsqueda. No debe olvidarse que el MPP depende de las condiciones de radiación y temperatura, y por tanto, su posición será cambiante con el tiempo. En general, el sistema de control recabará información sobre el funcionamiento del sistema (por ejemplo, tensión y corriente a la salida del convertidor DC/DC) y, en base al algoritmo empleado, dictará ordenes que alteren el punto de trabajo (por ejemplo, modificando la tensión de entrada del convertido DC/DC mediante cambios en el patrón de conmutación del transistor S_B de la figura 6.2).

Existen diversos algoritmos de búsqueda y seguimiento del MPP sin que hasta ahora exista consenso sobre el mejor de ellos [HR02]. Aquí describiremos dos de ellos: el denominado "alterar y observar" (P&O, *perturb and observe*) y el de "conductancia incremental".

El algoritmo P&O es el más utilizado por su facilidad de implementación. El modo de funcionamiento de este algoritmo se basa en la ecuación 6.4. Cuando el generador está funcionando en un punto, el algoritmo introduce una modificación en el punto de trabajo (*perturb*) y mide la potencia resultante en el nuevo punto de trabajo (*observe*). Teniendo en cuenta la potencia y tensión del punto anterior a la modificación, este algoritmo puede decidir el lugar de la curva en el que se encuentra el punto de trabajo.

$$\text{Curva Potencia-Tensión}: \begin{cases} \frac{dP}{dV} > 0 & 0 < V < V_{mpp} \\ \frac{dP}{dV} = 0 & V = V_{mpp} \\ \frac{dP}{dV} < 0 & V_{mpp} < V < V_{oc} \end{cases} \tag{6.4}$$

Teniendo en cuenta que la potencia del generador es el producto de tensión y corriente $P_{dc} = I \cdot V$, es posible simplificar la ecuación 6.4 para obtener la ecuación 6.5:

$$\text{Curva Corriente-Tensión}: \begin{cases} \frac{dI}{dV} > -\frac{I}{V} & 0 < V < V_{mpp} \\ \frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V} & V = V_{mpp} \\ \frac{dI}{dV} < -\frac{I}{V} & V_{mpp} < V < V_{oc} \end{cases} \tag{6.5}$$

Dado que el ratio $\frac{I}{V}$ es la conductancia de un elemento, el método basado en la ecuación 6.5 se denomina de "conductancia incremental". Con este método, no es necesario realizar ningún cambio hasta que no se detecta un cambio en la corriente. Además, la ecuación 6.5 permite decidir la dirección en la que debe producirse el movimiento para volver a localizar el MPP tras un cambio de radiación. Esta posibilidad evita oscilaciones y movimientos innecesarios.

6.2.6. Transformador de salida

Como último componente los inversores suelen incorporar un transformador. La utilización que cada fabricante le otorga a este elemento es variada. Destacan las siguientes aplicaciones:

- El transformador permite adecuar el nivel de tensión de salida del puente de conmutación a la tensión de red.

[18] De forma análoga a un condensador, una inductancia reduce las variaciones de corriente.

[19] Generalmente, los inversores de conexión a red proporcionan un factor de potencia unidad (no producen potencia reactiva), pero mediante el control sobre la corriente de salida es posible realizar compensación del factor de potencia de las instalaciones cercanas.

- La componente inductiva del transformador es parte del filtro de salida y sirve como acoplamiento entre la red eléctrica (fuente de tensión) y la salida del inversor (con topología VSI).
- Establece el aislamiento galvánico entre la entrada del inversor (DC) y la salida (AC). De esta forma se impide el paso de corriente continúa desde el inversor hacia la red (por ejemplo para garantizar que los defectos a tierra que se produzcan en la zona del generador FV no sean transmitidos a la red eléctrica a través del inversor).

Existen tres opciones en el mercado de inversores de conexión a red: inversores con transformador de salida en baja frecuencia, inversores sin transformador e inversores con transformador de alta frecuencia.

Las dos primeras opciones se corresponden con lo descrito hasta ahora. En el primer caso, la salida del inversor se conecta a la red a través de un transformador. En el segundo caso, este transformador no existe y la conexión se realiza directamente con la red.

La tercera opción realiza tres pasos de conversión: un primer inversor prepara la señal para su paso por un transformador de alta frecuencia; éste, a su vez entrega la señal a un rectificador; esta señal rectificada requiere una nueva inversión (esta vez sólo cada medio ciclo) para convertirse en sinusoide. La principal ventaja de este diseño radica en la disminución de tamaño que se logra con un transformador de alta frecuencia. Sin embargo, la composición del equipo y el control son más complejos, y las conversiones adicionales que introduce pueden influir negativamente en el rendimiento. Debe tenerse en cuenta que a la salida del rectificador existe componente de continúa que no es bloqueada por el transformador y, en caso de fallo del correspondiente control del inversor, puede ser inyectada indebidamente en la red.

La normativa vigente en España obliga al uso de un transformador de aislamiento o elemento equivalente para cumplir tres objetivos:

1. Aislar la instalación generadora para evitar la transferencia de defectos entre la red y la instalación
2. Proporcionar seguridad personal
3. Evitar la inyección de corriente continua en la red.

Según la "Nota de Interpretación Tecnica de la Equivalencia de la Separación Galvánica de la Conexión de Instalaciones Generadoras en Baja Tensión"[20] los objetivos 1 y 2 se consiguen mediante la adecuada conexión de masas y tierras en el sistema (sección 9.2.5). Para el objetivo 3 esta nota indica que "la corriente continua inyectada en la red de distribución por una instalación generadora no será superior al 0,5 % de la corriente nominal de la misma", requisito que se asume como cumplido "cuando se disponga en la instalación de un transformador separador entre el inversor y el punto de conexión de la red de distribución". Los inversores con transformador de alta frecuencia o sin transformador deben demostrar el cumplimiento de este requisito mediante un ensayo descrito en esta nota.

6.2.7. Funcionamiento en isla

Dentro de las protecciones que debe incorporar un inversor de conexión a red, se encuentra la protección frente a modo isla. Un sistema fotovoltaico conectado a red como el que se muestra en la figura 6.5 puede quedar desconectado de parte de la red mediante algún interruptor de la compañía eléctrica, quedando de esta manera aislado del resto junto con entradas de consumo. Todos los interruptores de consumo y de instalaciones fotovoltaicas permanecen conectados cuando se produce la apertura del interruptor de compañía. Según las normas aplicables en la mayoría de los países, en esta situación el inversor debe desconectarse de su punto de conexión. En caso contrario, el inversor seguiría inyectando energía que alimentaría la demanda del consumo produciéndose una isla.

La situación previa a la desconexión del interruptor puede representarse con las potencias activas y reactivas suministradas por el inversor fotovoltaico (P_{PV}), las consumidas por la carga (P_{carga}) y las suministradas por la red (ΔP). Teniendo en cuenta que la mayor parte de los inversores de conexión a red consiguen un factor de potencia cercano a 1 con un amplio rango de potencia de entrada, puede asumirse que la potencia reactiva fotovoltaica es nula. Así, antes de la desconexión:

$$\Delta P^{-} = P_{carga} - P_{PV} \tag{6.6}$$

[20] https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/baja-tension/notas/nota_interpretacion_separacion_galvanica.pdf

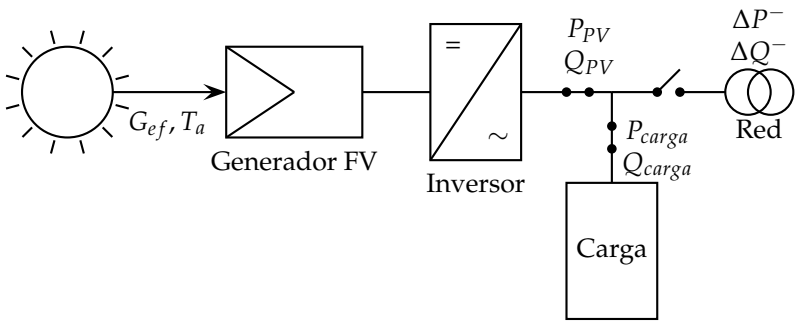


FIGURA 6.5: *Sistemas fotovoltaicos conectados a barra de distribucion.*

$$\Delta Q^- = Q_{carga} - Q_{PV} \simeq Q_{carga} \tag{6.7}$$

Modelando la carga como un circuito paralelo RLC, se puede escribir:

$$P_{carga} = \frac{V^2}{R_{carga}} \tag{6.8}$$

$$Q_{carga} = \frac{V^2}{\omega L} - V^2 \omega C \tag{6.9}$$

A partir de la situación previa, pueden distinguirse cuatro casos en los que el inversor detectaría la isla:

1. $\Delta P^- > 0 \rightarrow P_{carga} > P_{PV}$. Al producirse la desconexión, dado que P_{PV} no cambia, disminuye la potencia entregada a la carga, y por tanto baja la tensión.
2. $\Delta P^- < 0 \rightarrow P_{carga} < P_{PV}$. Al producirse la desconexión, aumenta la potencia entregada a la carga, y por tanto sube la tensión.
3. $\Delta Q^- > 0 \rightarrow Q_{carga} > 0$. La carga es predominantemente inductiva. Al producirse la desconexión, dado que el generador FV no entrega reactiva, la reactiva debe tender a 0, y por tanto aumenta la frecuencia.
4. $\Delta Q^- < 0 \rightarrow Q_{carga} < 0$. La carga es predominantemente capacitiva. Al producirse la desconexión, la reactiva debe tender a cero, y por tanto disminuye la frecuencia.

Cualquiera de las cuatro situaciones puede detectarse utilizando rangos de tensión y frecuencia aceptables. Al producirse el corte de interruptor, la tensión o la frecuencia (o ambas) saldrán de esos rangos y se dará orden de desconexión al inversor. Sin embargo, puede ocurrir que $\Delta P^- \simeq 0$ y $\Delta Q- \simeq 0$, ecuaciones que indican que la carga y generación eran casi coincidentes antes de la desconexión del interruptor. Esta situación implicaría una zona de no-detección (NDZ, *nondetection zone*) como la mostrada en la figura 6.6.

A partir de estas consideraciones teoricas, se han desarrollado múltiples métodos pasivos y activos con el objetivo de reducir en la medida de lo posible esta zona. Sin embargo, el análisis de este fenómeno debe contextualizarse atendiendo a la probabilidad de que ocurra esa situación de isla. En este sentido, un estudio experimental de la Agencia Internacional de la Energía [Ver02; CTC02] llega a las siguientes conclusiones:

- La probabilidad de que se de una situación de balance entre consumo y generación en una red de Baja Tensión está entre 1×10^{-5} y 1×10^{-6}. Para que se de una situación de isla, este balance debe coincidir con una desconexión de la red: la probabilidad de ocurrencia simultánea de estos dos sucesos era virtualmente nula.
- Más aún, el riesgo eléctrico existente en cualquier red eléctrica (independientemente de los sistemas fotovoltaicos) es del orden de 1×10^{-6}. Este estudio mostró que el riesgo de accidente eléctrico asociado a un sistema fotovoltaico funcionando en isla bajo los escenarios de mayor penetración fotovoltaica era inferior a 1×10^{-9}. Este resultado indica que el riesgo asociado al accidente eléctrico por "isla FV" no incrementa el riesgo que ya existe en las instalaciones eléctricas.

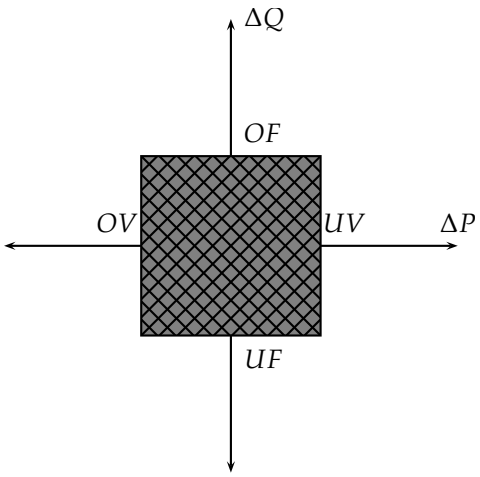


FIGURA 6.6: *Zona de no detección en modo isla. Cualquier combinación de potencia activa y reactiva de red antes de la desconexión que se encuentre dentro de esa región implica que el inversor continuaría funcionando en modo isla durante un tiempo.*

Cerramos esta sección destacando la exigencia recogida en el RD 413/2014 [BOE14], según la cual las instalaciones o agrupaciones de instalaciones fotovoltaicas de potencia instalada superior a 2 MW están obligadas al cumplimiento de los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión mediante el procedimiento de operación dictado por Red Eléctrica de España[21].

6.3. Configuración de un SFCR

6.3.1. Orientación e inclinación del generador

Como es habitual en los sistemas fotovoltaicos, la orientación del generador debe ser hacia el horizonte Sur en el hemisferio Norte (y hacia el horizonte Norte en el hemisferio Sur). La inclinación del generador debe ser tal que maximice la producción anual, de forma que estará comprendida entre la que prima la producción en los meses invernales y la que favorece la generación en verano. Una recomendación sencilla consiste en inclinar el generador 10° menos que la latitud del lugar. Es posible obtener valores más precisos con la ecuación 6.10, en la que los ángulos de inclinación y latitud están en grados [Lor06]. En cualquier caso, es necesario que la inclinación no se encuentre por debajo de 15° para permitir que la suciedad acumulada pueda ser retirada por la lluvia.

$$\beta_{opt} = 3{,}7 + 0{,}69 \cdot |\phi| \tag{6.10}$$

No obstante, y particularmente en sistemas ubicados en la edificación, no siempre es posible optar por la orientación e inclinación óptimas. Debe tenerse en cuenta que los módulos planos tienen un gran ángulo de visión, lo que quiere decir que las pérdidas por reflexión sólo son importantes a partir de un ángulo en torno a 70°. Dicho de otra forma, la sensibilidad al desapuntamiento de un módulo fotovoltaico plano es muy baja y también las pérdidas energéticas asociadas. De aquí se aprende que es posible emplear ángulos diferentes al valor óptimo sin consecuencias apreciables en la generación. Por tanto, es preferible adaptarse a las condiciones del edificio que buscar a toda costa la orientación Sur, y también es aconsejable emplear estructuras estandarizadas con valores prefijados de inclinación que construir unas a medida para obtener la inclinación exacta determinada por la ecuación 6.10. Como ilustración de lo dicho es útil la figura 6.7, que muestra la energía producida por un SFCR instalado en Madrid con una orientación e inclinación cualesquiera respecto a la producción del mismo SFCR con orientación e inclinación óptimas.

El documento HE5 del Código Técnico de la Edificación considera tres casos en lo que a disposición de módulos se refiere: general, superposición de módulos e integración arquitectónica. Considera que existe integración arquitectónica cuando los módulos cumplen una doble función energética y arquitectónica y además sustituyen elementos constructivos convencionales o son elementos constituyentes

[21] En la siguiente página web están disponibles los procedimientos de operación de REE: https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/procedimientos-de-operacion

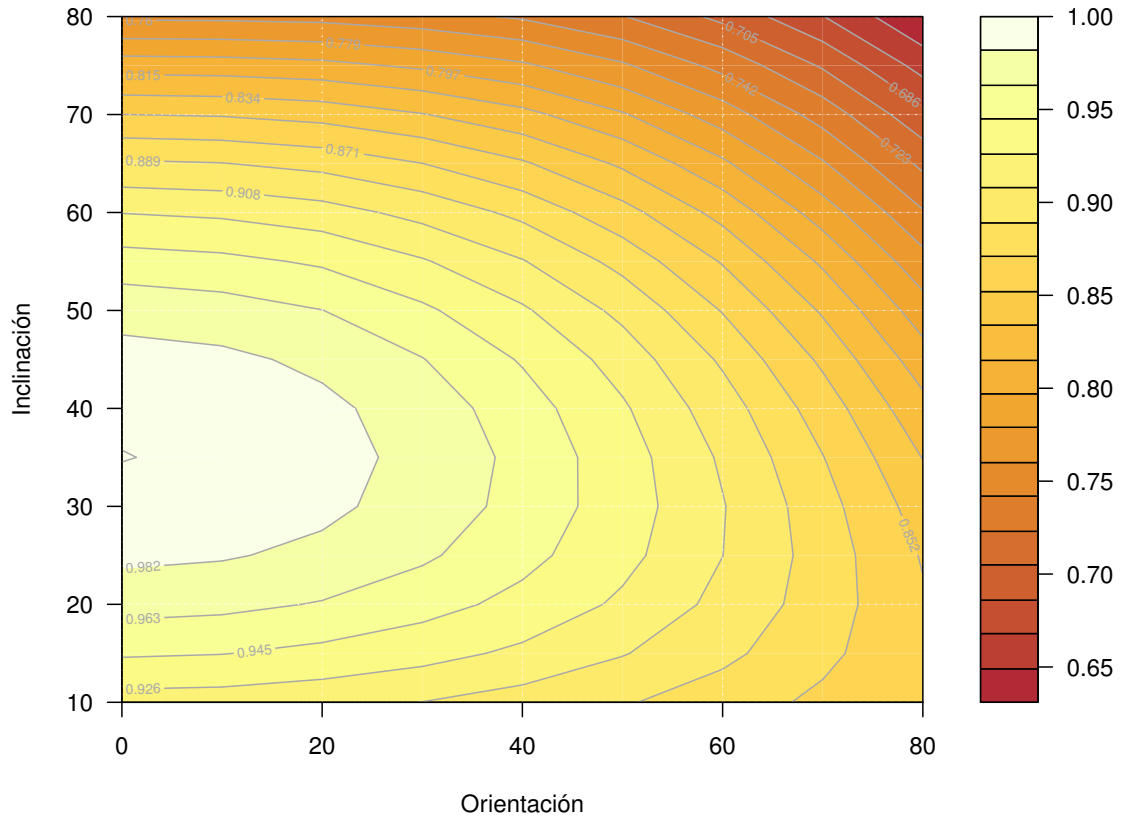


FIGURA 6.7: *Energía producida por un SFCR con una orientación e inclinación determinada respecto a la energía producida por el mismo SFCR con la orientación e inclinación óptimas.*

de la composición arquitectónica. Se supone que existe superposición arquitectónica cuando la colocación de los módulos se realiza paralela a la envolvente del edificio, no aceptándose en este concepto la disposición horizontal con en fin de favorecer la autolimpieza de los módulos.

En todos los casos se han de cumplir las tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites recogidos en la tabla 6.1 respecto a los valores obtenidos con orientación e inclinación óptimos y sin sombra alguna. Se considerará como la orientación óptima el sur y la inclinación óptima la latitud del lugar menos 10°.

6.3.2. Configuración eléctrica del generador

El acoplamiento entre un generador fotovoltaico y un inversor implica elegir el número de módulos que componen cada rama y el número de ramas que compone el generador. El número de módulos en cada rama determinará el rango de tensiones que entregará el generador, mientras que el número de ramas impondrá el valor máximo de corriente que el generador es capaz de proporcionar.

TABLA 6.1: *Pérdidas límite (en tanto por cien) por orientación e inclinación, y sombras recogidas en el documento HE5 del Código Técnico de la Edificación.*

Caso	Orientación e inclinación	Sombras	Total
General	10	10	15
Superposición	20	15	30
Integración arquitectónica	40	20	50

Número de módulos en serie

Ya hemos relatado que el inversor está diseñado para soportar una tensión máxima en la entrada. Superarla puede conllevar la avería del equipo. Con la ecuación 6.11 determinamos el máximo número de módulos en serie (N_{sMAX}):

$$V_{ocG}(G = 200\,\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m}^2},\, T_a = -10\,^{\circ}\mathrm{C}) < V_{max,inv} \tag{6.11}$$

Recordemos que la tensión de circuito abierto del generador se calcula a partir de la del módulo con $V_{ocG} = N_s \cdot V_{ocM}$. Por tanto, el número máximo de módulos que se pueden conectar en serie es:

$$N_{sMAX} = \frac{V_{max,inv}}{V_{ocM}(G = 200\,\mathrm{W/m^2},\, T_a = -10\,^{\circ}\mathrm{C})} \tag{6.12}$$

En las ecuaciones 6.11 y 6.12 se proponen valores de radiación y temperatura ambiente para corregir la tensión del generador y módulo, respectivamente. Estos valores pueden ser modificados teniendo en cuenta los valores históricos de la localidad si estuviesen disponibles. En todo caso, la sensibilidad de la tensión a la temperatura de célula es baja[22], por lo que no es necesario dedicar mucha precisión a la elección de estos valores.

Por otra parte, el algoritmo de búsqueda del MPP se realiza en un rango de tensiones limitado. Para evitar pérdidas por trabajar en un punto alejado del MPP, la tensión del generador debe estar dentro de este rango. Para elegir el número de módulos en serie (N_{sMPP}) adecuado para este rango de tensiones es necesario calcular la tensión del generador en condiciones de funcionamiento, y cumplir la condición expresada en la ecuación 6.13 :

$$V_{mppG}(G_{stc},\, T_a = 25\,^{\circ}\mathrm{C}) \in \left[V_{mppMIN},\, V_{mppMAX}\right]_{INV} \tag{6.13}$$

Recordando que la tensión MPP del generador V_{mppG} se calcula a partir de la del módulo (suponiendo que todos los módulos son exactamente iguales) con $V_{mppG} = N_s \cdot V_{mppM}$. Por tanto, el número mínimo de módulos en serie adecuado a la ventana MPP del inversor, N^{min}_{sMPP} es:

$$N^{min}_{sMPP} = \frac{V_{mppMIN}}{V_{mppM}(G_{stc},\, T_a = 25\,^{\circ}\mathrm{C})} \tag{6.14}$$

mientras que el número máximo adecuado a la ventana MPP del inversor, N^{max}_{sMPP} es:

$$N^{max}_{sMPP} = \frac{V_{mppMAX}}{V_{mppM}(G_{stc},\, T_a = 25\,^{\circ}\mathrm{C})} \tag{6.15}$$

Como método aproximado para obtener el valor de V_{mppM} corregido con la temperatura, puede tenerse en cuenta que un módulo de 36 células de silicio cristalino conectadas en serie entrega una tensión $V_{mppM} \simeq 15\,\mathrm{V}$ cuando la temperatura ambiente es $T_a = 25\,^{\circ}\mathrm{C}$. A partir de este valor se establece una regla de tres una vez conocido el número de células en serie del módulo en estudio.

En general, el resultado de la ecuación (6.12) es menor que el obtenido con la ecuación (6.15). De ahí que el rango de elecciones para el número de módulos en serie estará comprendido en el conjunto de valores enteros comprendidos entre N^{min}_{sMPP} y N_{sMAX}.

Es recomendable elegir series compuestas por un número de módulos que puedan ser ubicados en una única hilera de la estructura. De esta forma se facilita el trazado del cableado, la propia estructura puede servir como fijación auxiliar y se evitan cruzamientos indeseados. Además, se minimiza la influencia de las sombras, dado que es muy frecuente la aparición de sombras entre partes del generador o entre seguidores, sombras de forma rectangular y que comienzan afectando a las partes bajas de la estructura. Al cablear por hileras, las sombras de las filas bajas no afectan a las hileras inmediatamente superiores.

[22] Habitualmente, para módulos de silicio cristalino, $dV_{ocG}/dT_c = -2{,}3 \cdot 10^{-3} \cdot N_{cs} \cdot N_s$. Por ejemplo, para un generador que emplea módulos de 72 células en serie conectando 15 de estos módulos en serie, la tensión de circuito abierto varía alrededor de 2.5 voltios por cada grado de temperatura de célula. Dicho de otra forma, una variación de 10 °C conduce a una variación del 3.5 % en la tensión de circuito abierto.

Número de ramas en paralelo

El fabricante del inversor elige los componentes para soportar una corriente máxima admisible. En general, el inversor es capaz de autoprotegerse ante valores superiores a este umbral desplazando el punto de funcionamiento del generador fuera del MPP. No obstante, el diseñador del sistema debe elegir el número de ramas en paralelo de forma que no se supere este umbral.

$$I^*_{scG} < I_{max,INV} \tag{6.16}$$

Dado que $I_{scG} = N_p \cdot I_{scM}$, el número máximo de ramas en paralelo es:

$$N_{pMAX} = \frac{I_{max,INV}}{I^*_{scM}} \tag{6.17}$$

Elección de la configuración eléctrica

De los cálculos anteriores se obtiene una conjunto de configuraciones eléctricas del generador que garantizan un buen acoplamiento entre inversor y generador. Para elegir una configuración concreta deben tenerse diversos factores que obligarán un compromiso: sinergia entre la configuración eléctrica y ubicación física de los módulos en la estructura, inversión y rendimiento económicos deseados, espacio disponible, adecuada relación de potencias de generador e inversor.

La potencia del generador fotovoltaico está relacionada directamente con la inversión económica a realizar. Por otra parte, la relación entre energía generada y potencia nominal es aproximadamente lineal en base anual, y por tanto, los ingresos económicos dependen casi linealmente de la potencia del generador. Por tanto, para decidir la potencia del generador ($P^*_g = N_s \cdot N_p \cdot P^*_m$) debe tenerse en cuenta el capital o financiación disponible, y el rendimiento económico deseado. Más aún, la potencia del generador es proporcional al área del generador y de ahí al terreno ocupado (que también influye, aunque en menor grado, en el cálculo económico). Por tanto, debe tenerse en cuenta el espacio disponible (o el coste que se pretende asumir por el uso de terreno). Es así que según el tipo de SFCR (estático, seguimiento) se debe elegir una relación de potencias entre generador e inversor.

6.3.3. Elección del inversor

Para calcular la potencia entregada por el inversor, P_{ac}, a partir de la potencia suministrada por el generador fotovoltaico, P_{dc}, se empleará la curva de eficiencia del inversor, η_{inv} (figura 6.8). Esta relación puede modelarse con una función basada en tres coeficientes y la normalización de la potencia de salida [JSS92]:

$$\eta_{inv} = \frac{p_o}{p_o + k^o_0 + k^o_1 p_o + k^o_2 p^2_o} \tag{6.18}$$

donde $p_o = P_{ac}/P_{inv}$, y k^o_0, k^o_1 y k^o_2 son parámetros adimensionales que definen el comportamiento eléctrico del inversor. Para obtener la curva o los coeficientes debe recurrirse a la información suministrada por el fabricante o bien a una campaña de medidas, ya sea en laboratorio o en campo. En todo caso, debe tenerse en cuenta que la eficiencia del inversor depende de la tensión de entrada [Bau+07] (algunos equipos funcionan más eficientemente en la zona alta de la ventana de tensión MPP, otros fabricantes prefieren la zona baja e incluso algunos eligen la zona intermedia). Este hecho debe tenerse en cuenta a la hora de elegir el número de módulos en serie del generador.

Como se planteaba en el punto anterior, a la hora de diseñar un SFCR, una de las preguntas a responder es qué relación debe existir entre la potencia del generador FV y del inversor, P^*_g/P_{inv}. Dado que la potencia entregada por el generador varía con las condiciones meteorológicas, el inversor trabajará en diferentes zonas de su curva de eficiencia. Si la relación de potencias es alta, el inversor trabajará con frecuencia en la región de alta eficiencia, pero a cambio es posible que deba limitar la potencia del generador para evitar superar su umbral de corriente admisible. La probabilidad de valores de potencia elevados, y por tanto, el tiempo en el que el inversor trabajará en la zona de alta eficiencia, depende tanto de la radiación local como del comportamiento del generador FV. En sistemas de integración arquitectónica, donde la orientación e inclinación raramente son óptimas, esta probabilidad puede ser baja. Así, puede considerarse necesario sobredimensionar el generador FV respecto al inversor con una relación

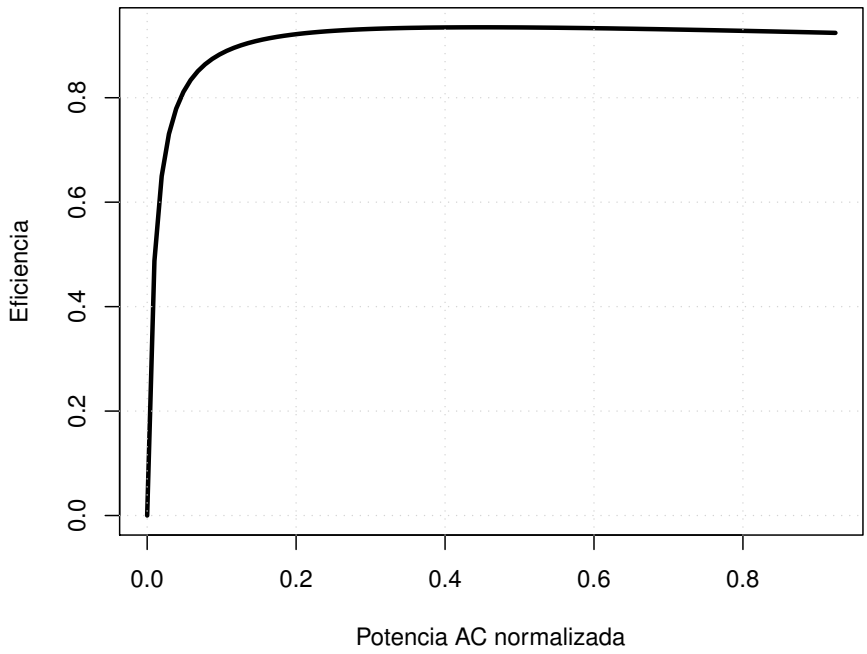


FIGURA 6.8: *Curva de eficiencia de un inversor calculada con tres coeficientes genéricos ($k_0^o = 0{,}01$, $k_1^o = 0{,}025$, $k_2^o = 0{,}05$).*

P_g^* / P_{inv} comprendida entre 1 y 1,4[23]. En sistemas de seguimiento la probabilidad aumenta y no es necesario sobredimensionar el generador, siendo recomendable una relación de P_g^* / P_{inv} de 1, y en todo caso no superar un sobredimensionamiento del 20 %.

En todo caso, es posible demostrar [Lor05] que la elección de esta relación no es tan importante como elegir un inversor con buena curva de eficiencia.

6.3.4. Cableado

La elección de la sección de cableado en sistemas fotovoltaicos se basa principalmente en dos criterios: el térmico y el de la caída de tensión. Ambos se deben a la resistencia ofrecida por el cable. El primero está relacionado con el efecto Joule, que supone una emisión de calor que debe quedar por debajo de la soportada por el cable. El segundo tiene en cuenta la caída de tensión debida al paso de corriente a través de la resistencia equivalente del cable.

Criterio de caída de tensión

Para calcular la sección necesaria según el criterio de caída de tensión son aplicables las siguientes ecuaciones[24] para los tramos de corriente continua (S_{dc}), para el tramo ente inversor y punto de conexión a red en sistemas monofásicos (S_{1ac}), y para sistemas trifásicos (S_{3ac}).

$$S_{dc} = \frac{2 \cdot L_{dc} \cdot I_{dc}}{\gamma_\theta \cdot \Delta V_{dc}} \tag{6.19}$$

$$S_{1ac} = \frac{2 \cdot L_{1ac} \cdot I_{1ac}}{\gamma_\theta \cdot \Delta V_{1ac}} \tag{6.20}$$

$$S_{3ac} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{3ac} \cdot I_{3ac}}{\gamma_\theta \cdot \Delta V_{3ac}} \tag{6.21}$$

siendo S_{dc} la sección de los conductores de corriente continua, L_{dc} la distancia a cubrir con un circuito de corriente continua (el factor 2 tiene en cuenta que se necesitan dos conductores para este circuito), γ_θ

[23] Para sistemas a instalar en España, debe tenerse en cuenta que el Código Técnico de la Edificación, en su artículo HE5-3.2.3.2 indica que "la potencia del inversor será como mínimo el 80 % de la potencia pico real del generador fotovoltaico"

[24] En las ecuaciones se ha despreciado la inductancia de los cables, se ha considerado que el inversor trabaja con factor de potencia unidad, $\cos(\phi) = 1$, y se supone que el material conductor empleado es el cobre.

la conductividad del conductor a una temperatura de operación determinada[25], I_{dc} la corriente nominal (habitualmente la del punto MPP) que circula por el circuito de corriente continua, y ΔV_{dc} la caída de tensión existente entre la entrada y la salida del circuito de corriente continua. La nomenclatura es similar en las otras dos ecuaciones.

Según el apartado 5 de la ITC-BT-40, la caída máxima de tensión de la tensión nominal entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5 % para la intensidad nominal. Habitualmente se aplica este mismo porcentaje de forma separada para los circuitos de continua y de alterna, teniendo en cuenta que cada zona (DC y AC) tiene su propia tensión nominal, tal y como se especifica en las anteriores ecuaciones.

Por ejemplo, en una instalación que conduce 75 A a la salida de un inversor trifásico, situado este a 100 m de la conexión a red, se deberá utilizar un cable de sección:

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \cdot 75}{48 \cdot 1{,}5\,\% \cdot 400} = 45{,}1\,\text{mm}^2$$

Dado que la sección de los cables está normalizada, se deberá optar por la sección inmediatamente superior, y por tanto la conexión del inversor a la red se realizará con tres cables de sección $S = 50\,\text{mm}^2$.

Además, hay que tener en cuenta que el requisito de caída de tensión afecta a la totalidad del circuito: cuando un circuito está dividido en varios tramos (por ejemplo, por el uso de cajas de paralelos), la caída de tensión total del circuito es la suma de las respectivas caídas en cada uno de los tramos, y es esta suma a la que aplica el porcentaje anterior. Al existir varios tramos y una única condición existe un grado de libertad que permite fijar la sección de uno de los tramos u optimizar el volumen total de conductor empleado. Supongamos que el circuito de corriente continua está compuesto por un tramo entre los generadores fotovoltaicos y una caja de paralelos, y por otro tramo entre la caja de paralelos y el inversor. Se puede demostrar que la fracción de caída de tensión en el tramo de la caja de paralelos al inversor es [Per12b]:

$$\frac{\Delta U_{inv}}{\Delta U} = \frac{1}{1 + \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} L_i^2 \cdot I_i}{L_{inv}^2 \cdot I_{inv}}}} \tag{6.22}$$

siendo ΔU la caída de tensión admisible en el circuito, ΔU_{inv} la caída en el tramo desde una caja de paralelos hasta la entrada del inversor, n el número de generadores que se agrupan en la caja de paralelos, L_i la longitud de cableado desde el generador i hasta la caja de paralelos, I_i la corriente en este tramo, L_{inv} la longitud de cableado desde la caja hasta el inversor, e I_{inv} la corriente total en el circuito.

Tomemos como ejemplo una instalación en la que se agrupan en una caja de paralelos las salidas los generadores ubicados en 20 seguidores, cada uno de ellos con 30 A. Esta caja de paralelos está ubicada a 200 m del inversor y a 30 m de todos los seguidores.

$$\frac{\Delta U_{inv}}{\Delta U} = \frac{1}{1 + \sqrt{\frac{20 \cdot 30^2 \cdot 30}{200^2 \cdot 600}}} = 0{,}87$$

Si la tensión nominal de los generadores es de 500 V, este resultado implica que la sección del tramo de la caja de paralelos al inversor se diseñará con una caída de tensión de $0{,}87 \cdot 1{,}5 \cdot 500/100 = 6{,}525\,\text{V}$. El tramo desde los generadores hasta la caja de paralelos se diseñará con una caída de tensión de $(1 - 0{,}87) \cdot 1{,}5 \cdot 500/100 = 0{,}975\,\text{V}$.

Criterio térmico

Una vez calculadas las secciones con el criterio de caída de tensión, es necesario comprobar el cumplimiento del criterio térmico. Según el apartado 5 de la ITC-BT-40, el cable debe ser dimensionado para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador.

En la zona de corriente de continua esta intensidad máxima se corresponde con la corriente de cortocircuito del circuito en análisis. Para la sección obtenida con el criterio de caída de tensión, el valor $1{,}25 \cdot I_{sc}$ debe ser inferior a la intensidad máxima admisible del cable para sus condiciones de servicio.

Las tablas de la ITC-BT-07, recogen valores de intensidad máxima admisible para el conjunto de secciones normalizadas para diferentes conductores (cobre y aluminio), aislamiento (XLPE, EPR y PVC) y tipo de instalación (enterrados, al aire, etc.). Además, existen diversos factores de corrección dependiendo de la temperatura ambiente, de las condiciones del terreno, de la agrupación de los cables, etc.

[25] La conductividad del cobre a 20ºC de temperatura de operación es $\gamma_{20} = 58\,\text{m}/(\Omega\,\text{mm}^2)$ mientras que a 70ºC es $\gamma_{70} = 48\,\text{m}/(\Omega\,\text{mm}^2)$. Cuando un cable está en operación su temperatura alcanza este valor, por lo que es adecuado emplear γ_{70}.

En general, debido a la combinación de distancias grandes y corrientes de bajo valor, las secciones que resultan del criterio de caída de tensión aplicado a los sistemas fotovoltaicos son capaces de conducir la corriente del sistema, salvo en conexiones de corta longitud.

Para más detalles sobre el proceso de cálculo, se invita al lector a repasar el ejercicio C.4.1 y a la lectura del Anexo 2 a las Guías de Aplicación del REBT[26].

Distribución en continua o alterna

En una planta fotovoltaica con varios inversores trifásicos existe la posibilidad de ubicar los inversores debajo del generador FV (*distribución en alterna*) o en un centro específico junto al punto de conexión a red (*distribución en continua*). ¿Cuál es la tensión de trabajo en continua que permite optar por una u otra?. Para simplificar la resolución de esta cuestión se emplearán las siguientes suposiciones:

- El inversor trabaja con una eficiencia constante de 0,95.
- El inversor no genera potencia reactiva.
- La caída de tensión admisible es $\Delta V = 1{,}5\,\% \cdot U_{nom}$, siendo U_{nom} la tensión de trabajo en cada una de las dos opciones. Para trifásica, sea $U_{nom} = 400\,\mathrm{V}$.

El punto crítico que decide sobre el tipo de distribución a emplear es aquel en el que la masa de cableado coincide en las dos opciones. Dado que en trifásica se emplean 3 cables (en general, los inversores fotovoltaicos no exigen el cableado del neutro) y 2 en monofásica, esta condición es $2 \cdot S_{dc} l = 3 \cdot S_{3ac} l$, donde l es la longitud de cable a emplear en cuaquiera de las dos opciones. La sección de la distribución en continua se calcula con:

$$S_{dc} = \frac{2 \cdot l \cdot I_{dc}}{\gamma_\theta \cdot \Delta U_{dc}}$$

mientras que la correspondiente a una distribución trifásica se calcula con:

$$S_{3ac} = \frac{\sqrt{3} \cdot l \cdot I_{3ac}}{\gamma_\theta \cdot \Delta U_{3ac}}$$

donde se supone que el factor de potencia del inversor es la unidad.

Estas expresiones pueden reescribirse utilizando la relación entre potencia, tensión y corriente:

$$S_{dc} = \frac{2 \cdot l \cdot P_{dc}}{\gamma_\theta \cdot 1{,}5\,\% \cdot U_{dc}^2}$$
$$S_{3ac} = \frac{l \cdot P_{ac}}{\gamma_\theta \cdot 1{,}5\,\% \cdot U_{ac}^2}$$

Con estas ecuaciones, la condición primera se expresa de la siguiente forma:

$$2 \cdot \frac{2 \cdot l \cdot P_{dc}}{\gamma_\theta \cdot 1{,}5\,\% \cdot U_{dc}^2} = 3 \cdot \frac{l \cdot P_{ac}}{\gamma_\theta \cdot 1{,}5\,\% \cdot U_{ac}^2}$$

y teniendo en cuenta las suposiciones propuestas se puede simplificar para obtener la siguiente relación:

$$\frac{4}{U_{dc}^2} = \frac{3 \cdot 0{,}95}{400^2}$$

que se resuelve con el resultado final:

$$U_{dc} \simeq 473\,\mathrm{V}$$

Por tanto, si la configuración del generador fotovoltaico es de tal forma que su tensión U_{mpp} promedio es igual o superior a este valor, la distribución en continua es preferible a la distribución en alterna desde el punto de vista de masa de conductor necesario.

[26] https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/baja-tension/Documents/bt/guia_bt_anexo_2_sep03R1.pdf

6.4. Sombras en generadores

El efecto más evidente que el sombreado parcial produce sobre un generador fotovoltaico es la reducción más o menos importante en la producción: según el área sombreada, la época del año en la que se produce el sombreado, la configuración eléctrica de los módulos y el generador fotovoltaico, y de la amplitud del rango de búsqueda de MPP del inversor, por citar algunos condicionantes. Por ejemplo, investigadores que han analizado el funcionamiento de un gran número de sistemas en Alemania calculan cifras que oscilan entre el 4 % y hasta el 30 % [DJ97; JN04]. No deben olvidarse las averías por punto caliente en módulos sin diodo de by-pass, o con configuración inadecuada, efecto tanto más patente cuanto más recurrentemente aparecen sombras en la zona no protegida.

Una de las tareas que debe afrontar el diseñador es decidir la ubicación de las diferentes partes que componen el generador resolviendo un compromiso entre la adecuada ocupación del terreno disponible y la minimización del impacto de sombras arrojadas sobre los módulos[27]. Son variados los objetos que pueden producir sombras sobre un generador, tales como elementos de la edificación, arbolado, equipamiento industrial, e incluso partes del propio generador, en cuyo caso hablaremos de sombreado mutuo (particularmente importante en plantas de seguimiento).

A continuación mostramos los procedimientos de cálculo empleados para la estimación de sombras producidas por objetos externos (sombras lejanas) y sombras mutuas. Cuantificaremos las pérdidas con el factor de sombras, FS, definido como la relación entre el área del generador afectada por sombras y el área total (por tanto, un factor de sombras nulo implica la ausencia de sombras y un factor de sombra unidad indica el sombreado total del generador).

6.4.1. Sombras lejanas

El tratamiento de las sombras producidas por objetos lejanos puede abordarse mediante la descripción de los objetos a partir de sus dimensiones y posición en el espacio. De esta forma se puede conocer en todo momento la sombra arrojada en el sistema. Sin embargo, es difícil poder caracterizar con exactitud los objetos en cuestión, e incluso teniendo la información necesaria son necesarios elevados tiempos de cálculo. Otro enfoque consiste en describirlos por su situación en un mapa de coordenadas cilíndricas (azimut y altura). La ventaja de este método es que la caracterización de los objetos puede conseguirse con procedimientos sencillos [Caa98; QH98]. Este método sirve para describir la reducción en la radiación vista por un observador situado en un punto concreto del generador. Por tanto, puede no ser adecuado para estudios precisos de funcionamiento del generador en unas condiciones concretas, y su aplicación a generadores de gran tamaño debe realizarse con precaución.

El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del sol. Los pasos a seguir son los siguientes:

1. Localización de los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus posiciones acimutales y de elevación. Para ello puede utilizarse un teodolito.

2. Representación del perfil de obstáculos en el diagrama de la figura 6.9, en el que se muestra la banda de trayectorias del sol a lo largo de todo el año.

3. La comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del sol permite calcular las pérdidas por sombreado de la irradiación solar que incide sobre la superficie, a lo largo de todo el año.

6.4.2. Sombras mutuas

Suele considerarse aceptable un factor de sombras anual con valores comprendidos entre el 2 y el 4 %, tanto en instalaciones estáticas[28] como de seguimiento. En casos específicos este factor puede ser más alto. Este factor de sombras implica un nivel de ocupación de terreno que depende del modo de seguimiento del generador. Suele utilizarse un parámetro denominado GCR (*Ground Coverage Ratio*, ratio de cubrimiento del terreno), que es la relación entre el área del generador y el área de terreno

[27] Debe evitarse reducir este factor más allá de lo razonable, recordando que la posición solar en el inicio y final del día convierte en imposible la tarea de eliminar el sombreado.

[28] Como límite, debe tenerse en cuenta que el Código Técnico de la Edificación [Cte] obliga a que las pérdidas por sombra sean inferiores al 10 % como caso general, al 15 % en instalaciones de superposición y al 20 % en instalaciones de integración arquitectónica.

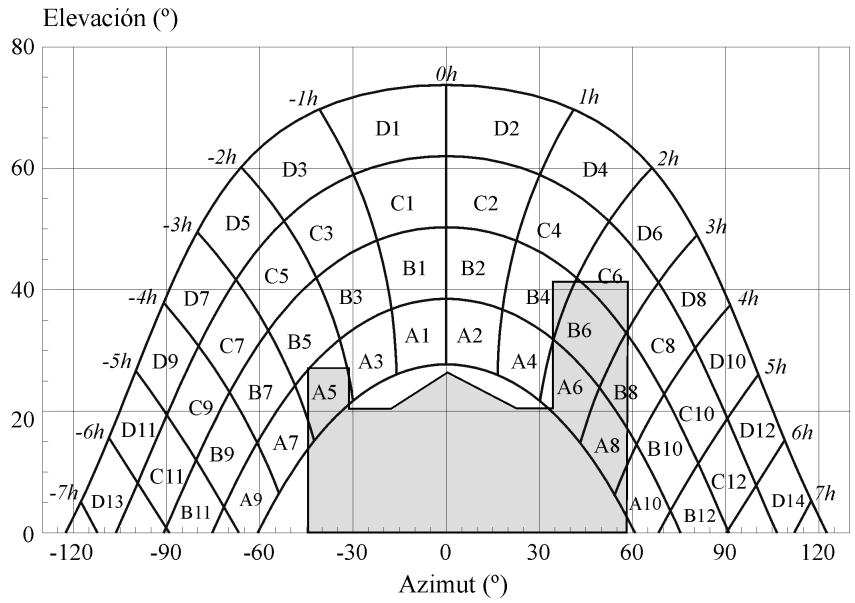


FIGURA 6.9: *Sombras en el horizonte.*

ocupado (por tanto, siempre será $GCR < 1$). El inverso de este parámetro es el Ratio de Ocupación de Terreno (ROT, o *Ground Requirement Ratio*, GRR), relación entre el área de terreno necesaria para ubicar un generador de un área determinada para obtener el factor de sombras requerido (ahora $ROT > 1$). A modo de regla sencilla, y teniendo en cuenta exclusivamente el sombreado mutuo, para obtener los valores de factor de sombras reseñados suele considerarse que un sistema estático requiere un ROT de 2, un sistema de seguimiento de eje horizontal Norte-Sur requiere un ROT de 4, y un sistema de seguimiento de doble eje necesita un ROT de 6.

La reducción de potencia para una fracción de sombra dada depende de la configuración eléctrica del generador fotovoltaico. Esta reducción está comprendida entre dos extremos [GW91]. El límite superior o pesimista asume que el sombreado de cualquier parte del generador supone una potencia nula a la salida. El límite inferior u optimista asume que la reducción de potencia es proporcional a la fracción sombreada de radiación directa. Sin embargo, no es evidente establecer relaciones de uso general que representen la variedad de casos que aparecen entre estos límites. Gordon y Wenger [GW91] calculan que, en una base anual, la aproximación optimista es el más adecuado, particularmente en el caso de generadores de gran tamaño, en los que la modificación de la curva I-V en algunos módulos debido a la sombra y al funcionamiento de los diodos *bypass* tiene menor impacto en el generador que en sistemas de pequeño tamaño. De ahí que, a lo largo de este documento, asumiremos como válida la formulación optimista[29] para el tratamiento de las sombras.

Sistemas estáticos

Las filas que componen el generador arrojan sombras unas sobre otras en determinados momentos del día y año. Como ya se ha indicado, el diseñador debe decidir la separación entre filas como compromiso entre la ocupación del terreno y la productividad anual del sistema. Como recomendación general, es de uso común respetar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno libres de sombra. La longitud de la sombra de un obstáculo se mide con:

$$d = \frac{h}{\tan \gamma_s} \tag{6.23}$$

siendo h la altura de la fila adyacente, $h = L \cdot \sin(\beta)$, y L la longitud del generador, según se indica en la figura 6.10.

En el mediodía del solsticio de invierno la altura solar es $\gamma_s = 90^\circ - 23{,}45^\circ - |\phi| \simeq 67^\circ - |\phi|$. Por tanto, la distancia mínima que permite 4 horas libres de sombra alrededor del mediodía es:

[29] Implementada en la función `fSombra` de `solaR` [Per12b]

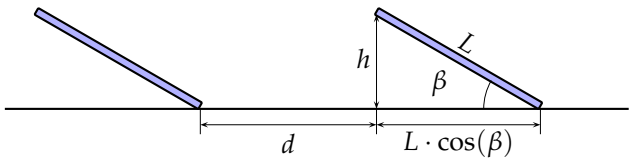


FIGURA 6.10: *Dimensiones y distancias entre filas de un sistema estático.*

$$d_{min} = \frac{h}{\tan(61^\circ - |\phi|)} \tag{6.24}$$

A modo de ejemplo, calculemos el ROT que resulta de aplicar este criterio a un lugar con latitud $\phi = 41^\circ$. El ángulo de inclinación óptimo para esta latitud es, aproximadamente, $\beta = 30^\circ$ y por tanto $h = L/2$ y $d_{min} = \frac{L}{2 \cdot \tan(20)} \simeq 1{,}37 \cdot L$. Siguiendo la figura 6.10, $ROT = \frac{A_T}{A_G} = \frac{d + L \cdot \cos(\beta)}{L}$. Por tanto, en este caso particular, $ROT = 2{,}23$.

Sistemas de seguimiento a doble eje

Los seguidores que componen una planta bloquean parte de la radiación que incide sobre ellos según su posición. Una de los aspectos del diseño consiste en ubicar a los seguidores para reducir las pérdidas por sombra sin desaprovechar el terreno. Para acometer esta tarea es necesario simular el funcionamiento del sistema para diferentes posiciones relativas de los seguidores, y tomar la decisión en base a los resultados de productividad y ROT de cada posibilidad[30] [Per08].:

La geometría de un sistema de seguimiento a doble eje está determinada por los siguientes parámetros (figuras 6.11 y 6.12) :

1. La inclinación del generador, β (idealmente igual al ángulo cenital solar), y la orientación del generador fotovoltaico, α, (idealmente igual al acimut solar).

2. Factor de forma del seguidor, b, calculado como el ratio entre la longitud, L, y la anchura del seguidor, W, del seguidor (figura 6.12).
$$b = \frac{L}{W} \tag{6.25}$$

3. Separación entre los seguidores en las direcciones Este-Oeste, L_{eo}, y Norte-Sur, L_{ns}.

En este sistema, el ROT se calcula con:
$$ROT = \frac{L_{ns} \cdot L_{ew}}{L \cdot W} \tag{6.26}$$

Al calcular las sombras mutuas entre seguidores, un sistema puede ser modelado como un grupo de seis seguidores distribuidos en una matriz de dos filas en la dirección Norte-Sur (figura 6.13). Con este modelo pueden representarse todas las posibles sombras que inciden en un seguidor perteneciente a este sistema (suponiendo que no hay desnivel en el terreno y que todos los seguidores están ubicados en la cuadrícula). En esta planta "tipo"pueden distinguirse tres situaciones de sombra: E-O o lateral, N-S o delantera y diagonal o cruzada, en función del seguidor que produce el bloqueo de radiación. Para caracterizar cada situación de sombra se empleará un factor FS_{xx} calculado como la razón entre el área del generador afectado por la sombra y el área total (así, FS_{xx} es cero en ausencia de sombra).

Mediante consideraciones puramente geométricas es posible caracterizar los tres factores de sombra con las siguientes ecuaciones, en las que emplearemos los valores normalizados de las distancias, $l_{eo} = \frac{L_{eo}}{W}$ y $l_{ns} = \frac{L_{ns}}{W}$:

$$\begin{matrix} |l_{eo} \cdot \cos(\psi_s)| < 1 \\ |l_{eo} \cdot \sin(\psi_s)| < s \end{matrix} \Rightarrow FS_{eo} = \frac{(1 - |l_{eo} \cos(\psi_s)|) \cdot (s - |l_{eo} \sin(\psi_s)|)}{s} \tag{6.27}$$

$$\begin{matrix} |l_{ns} \cdot \cos(\psi_s)| < s \\ |l_{ns} \cdot \sin(\psi_s)| < 1 \end{matrix} \Rightarrow FS_{ns} = \frac{(s - |l_{ns} \cos(\psi_s)|) \cdot (1 - |l_{ns} \sin(\psi_s)|)}{s} \tag{6.28}$$

[30] Implementado en la función `optimShd` de `solaR` [Per12b]

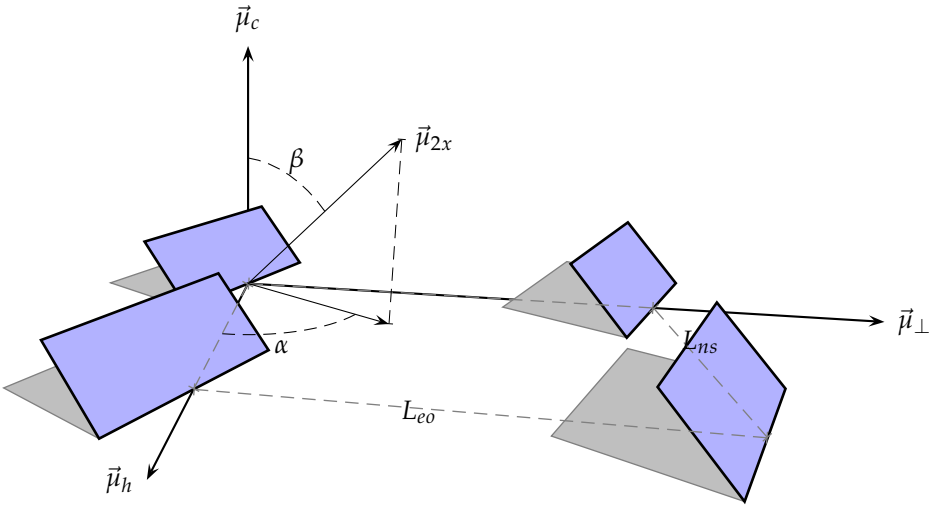


FIGURA 6.11: *Sombras mutuas en un conjunto de cuatro seguidores.*

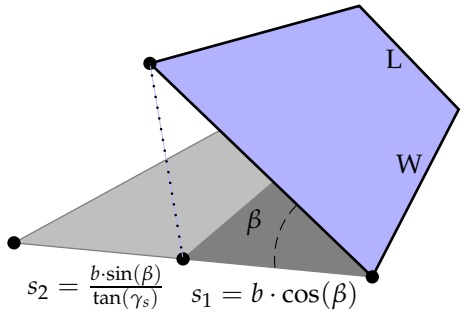


FIGURA 6.12: *Dimensiones de un seguidor a doble eje y longitud de su sombra arrojada.*

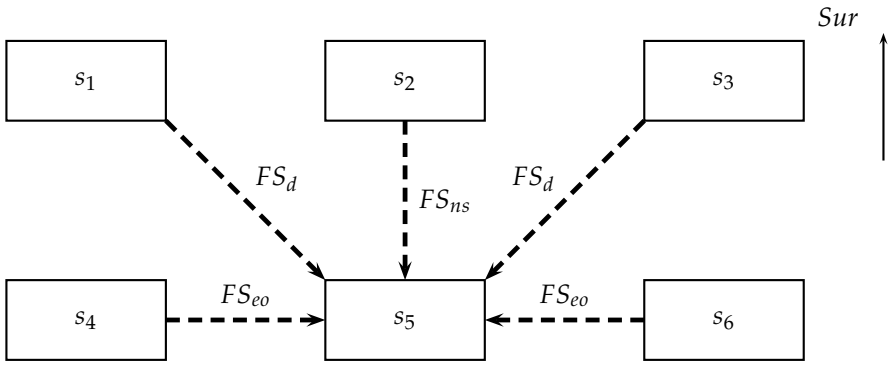


FIGURA 6.13: *Posibles sombras en un conjunto de seis seguidores.*

$$\begin{array}{l} s > |l_{ns} \cdot \cos(\psi_s)| + |l_{eo} \sin(\psi_s)| \\ 1 > |l_{eo} \cdot \cos(\psi_s)| - |l_{ns} \cdot \sin(\psi_s)| \end{array} \Rightarrow$$

$$FS_d = \frac{[s - (|l_{eo} \cdot \sin(\psi_s)| + |l_{ns} \cos(\psi_s)|)] \cdot [1 - (|l_{eo} \cdot \cos(\psi_s)| - |l_{ns} \sin(\psi_s)|)]}{s} \tag{6.29}$$

siendo ψ_s el acimut solar y γ_s la altura solar y donde la longitud de sombra (normalizada con la anchura del seguidor) se calcula con:

$$s = s_1 + s_2 \tag{6.30}$$
$$s_1 = b \cdot \cos(\beta) \tag{6.31}$$
$$s_2 = \frac{b \cdot \sin(\beta)}{|\tan(\gamma_s)|} \tag{6.32}$$

El factor $\frac{\sin(\gamma_s)}{\sin(\gamma_s+\beta)}$ representa la proyección de sombra existente en el suelo sobre el plano del generador, y por tanto, el porcentaje de área sombreada que debe ser eliminado de la radiación directa. Desarrollando este factor se obtiene una formulación alternativa que puede facilitar el cálculo de los tres factores:

$$FS_{eo} = \frac{(1 - l_{eo} \cos(\psi_s)) \cdot (s - l_{eo} \sin(\psi_s))}{s} \tag{6.33}$$
$$FS_{ns} = \frac{(s - l_{ns} \cos(\psi_s)) \cdot (1 - l_{ns} \sin(\psi_s))}{s} \tag{6.34}$$
$$FS_d = \frac{[s - (l_{eo} \cdot \sin(\psi_s) + l_{ns} \cos(\psi_s))] \cdot [1 - (l_{eo} \cdot \cos(\psi_s) - l_{ns} \sin(\psi_s))]}{s} \tag{6.35}$$

Para un planta de seguimiento a doble eje se calcula la irradiación recibida por un seguidor *promedio* como la media aritmética ponderada de la radiación recibida por los seis seguidores, según la proporción de seguidores que ocupan cada posición (por ejemplo, es evidente que una planta multimegawatio contará con una alta proporción de seguidores en la posición del nº 5) (figura 6.13), siendo esta radiación *promedio* la base para el cálculo de la producción final de la planta. Nuevamente en la figura 6.13 comprobamos que el seguidor 1 recibe sombra E-O del 2 por la tarde, mientras que el 3 la recibe del 2 por la mañana; el 2 recibe sombra E-O del 1 por la mañana y del 3 por la tarde (en la segunda hilera, la situación es idéntica). En lo que a sombras cruzadas se refiere, el seguidor 6 es sombreado por el 2 por la tarde, el 5 por el 1 por la mañana y por el 3 por la tarde, y por último, el seguidor 4 recibe sombra del 2 por la mañana. Un análisis equivalente integra el factor N-S en el calculo global.

Realizando la simulación de este sistema incluyendo el cálculo de sombras, y repitiendo la simulación para varias combinaciones (L_{ns}, L_{eo}) pueden elaborarse gráficos de nivel[31] como el de la figura 6.14, donde se recoge el ratio entre la energía anual producida por un seguidor *promedio* incluyendo el efecto de por sombras mutuas [32] y la energía anual producida por un seguidor sin sombreado.

Una primera observación a la figura 6.14 permite comprobar que existe un par (L_{ns}, L_{eo}) tal que, para una determinada producción de energía, proporciona el mejor valor de ocupación de terreno. Dicho de otra manera, una vez que se acepta un valor de pérdida por sombras mutuas, a partir de cierto tamaño de cuadricula carece de sentido aumentar la distancia entre seguidores. Esta figura permite comprobar que valores de ROT comprendidos entre 5 y 6 son razonables en cuanto a energía producida y a incremento de productividad por aumento en la ocupación. De la línea correspondiente a $ROT = 6$ (que, decíamos, era un valor característico de los sistemas a doble eje) comprobamos que produce unas pérdidas cercanas al 2 %.

Como es de esperar, la aparición de sombras se produce al amanecer y al atardecer (figura 6.15) siempre que la separación entre seguidores no baje de un cierto umbral. Así, el seguidor *promedio* amanece recibiendo entre el 30 % y el 40 % de la radiación efectiva que llega a un seguidor aislado, pero en un periodo de tiempo breve queda libre de sombras hasta el atardecer.

[31] Implementados en la función `optimShd` de `solaR` [Per12b]

[32] Recordemos que en el cálculo de la producción del seguidor afectado por sombras mutuas se considera que la reducción en potencia está exclusivamente relacionada con el área sombreada, por tanto sin tener en consideración las conexiones eléctricas entre módulos).

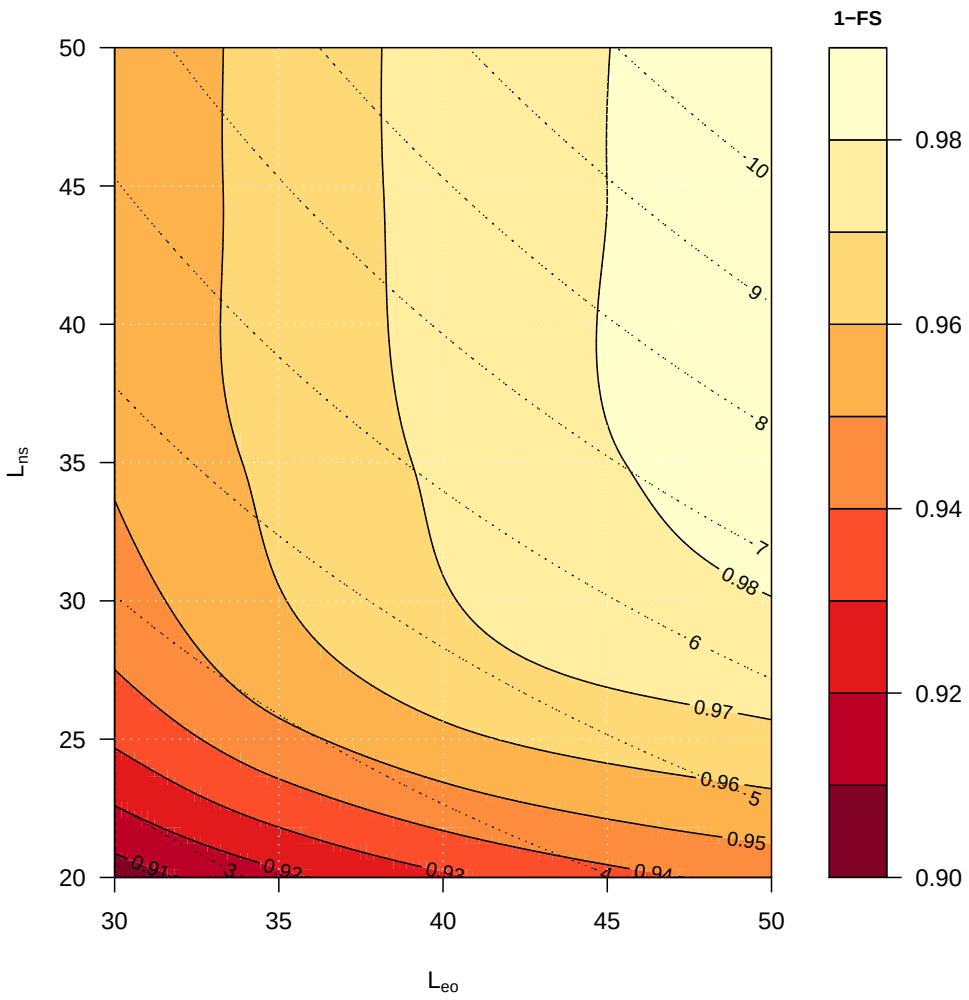


FIGURA 6.14: *Ábaco para planta de seguimiento a doble eje. Recoge el ratio entre la energía anual producida por un seguidor afectado por sombras mutuas (E_{acS}) y la producida por un seguidor sin sombreado (E_{ac0}). Las curvas de color negro representan la fracción de energía no afectada por sombras. Las curvas de puntos representan el valor del ROT.*

Sistemas de seguimiento de eje horizontal

Consideremos que los seguidores son de longitud infinita en sentido Norte-Sur (despreciamos el efecto de bordes). Así, los parámetros que determinan el diseño de este tipo de sistema son (6.16):

1. La inclinación del generador fotovoltaico, β, (coincidente con el ángulo ψ_{ns}).
2. La dimensión en sentido Este-Oeste del campo generador, L.
3. La separación entre los diferentes seguidores en la dirección Este-Oeste, L_{eo}.

Por tanto, $ROT = \frac{L_{eo}}{L}$.

Para caracterizar numéricamente el sombreado, se empleará el factor FS_{eo}. Mediante consideraciones geométricas, utilizando la distancia normalizada $l_{eo} = \frac{L_{eo}}{L}$, es posible escribir:

$$\begin{aligned} FS_{eo} &= \frac{s - l_{eo}}{s} \\ &= 1 - l_{eo} \cdot \cos(\beta) \\ &= 1 - l_{eo} \cdot \frac{\sin(\omega)}{\sqrt{\sin^2(\omega) + (\cos(\omega)\cos(\phi) + \tan(\delta)\sin(\phi))^2}} \end{aligned} \tag{6.36}$$

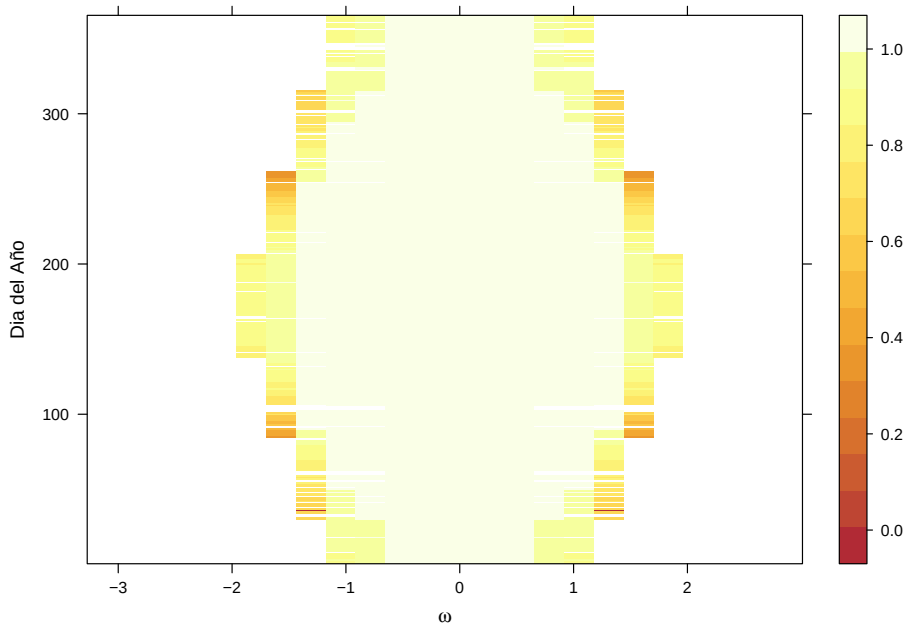


FIGURA 6.15: *Evolución del sombreado en un seguidor promedio situado en una cuadricula. En la gráfica, el valor 0 indica sombra total y el valor 1 ausencia de sombra.*

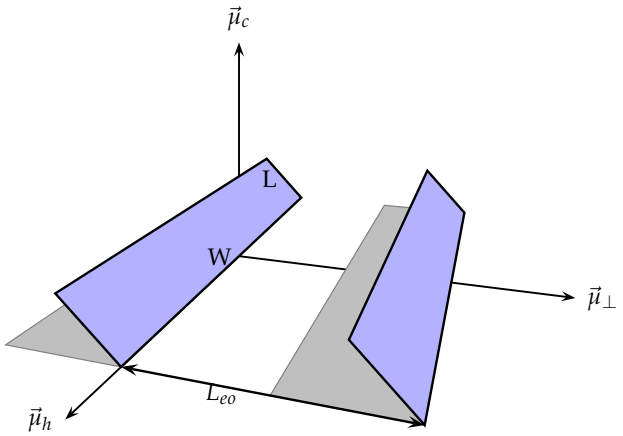


FIGURA 6.16: *Dimensiones básicas en sistemas con seguidores de eje horizontal.*

En este caso, la configuración de la planta consiste en elegir la distancia entre ejes de seguidores contiguos. La figura 6.17 muestra las pérdidas energéticas por sombreado mutuo para diferentes separaciones entre ejes. Dado que la distancia está normalizada, esta gráfica relaciona las pérdidas con el ROT. Nuevamente aparece una región de valores que representan un buen compromiso entre energía producida y ocupación de terreno (alrededor de ROT=4 con pérdidas por sombreado inferiores al 4 %). Superar este valor de ocupación proporciona incrementos de producción muy bajos que desaconsejan aumentar la separación. Por tanto, si para instalaciones de doble eje proponíamos el valor de ROT=6, el valor elegido para instalaciones de eje horizontal N-S es ROT=4.

Limitación de ángulo y retroseguimiento

Como ha sido estudiado anteriormente, el sombreado en un generador puede producir problemas por el efecto de *punto caliente*. En seguidores de eje horizontal se puede evitar la incidencia de sombras en cualquier instante mediante algoritmos de *backtracking* o retroseguimiento [Pan+91]. Esta técnica provoca el desvío del seguidor de su posición óptima en los instantes en los que se produce la sombra entre seguidores, evitando el impacto de sombras pero con la consiguiente reducción en energía producida por alejamiento del apuntamiento óptimo.

Para evitar la aparición de sombras, el ángulo de inclinación de los seguidores debe ser tal que la longitud de la sombra sea igual a la distancia entre seguidores. Denominemos con β al angulo de inclinación con retroseguimiento, y con β_0 al ángulo de inclinación original. De la ecuación (6.36) se deduce que sólo será necesario aplicar esta técnica cuando $l_{eo} \cdot \cos(\beta_0) \leq 1$. El triángulo definido por el rayo solar, el seguidor y la sombra debe cumplir la siguiente condición, basada en el teorema de los senos:

$$\frac{l_{eo}}{\cos(\beta_0 - \beta)} = \frac{1}{\cos\beta_0} \tag{6.37}$$

Por tanto, el ángulo de inclinación que garantiza la ausencia de sombras a costa de apartarse de la condición de seguimiento es:

$$\beta = \beta_0 - \operatorname{arc}\cos(l_{eo} \cdot \cos\beta_0) \tag{6.38}$$

ecuación que debe aplicarse sólo cuando $l_{eo} \cdot \cos(\beta_0) \leq 1$. En caso contrario $\beta = \beta_0$.

En la figura 6.18 se representa la evolución del ángulo de inclinación de un seguidor de eje horizontal sometido a retroseguimiento y, además, con limitación de su ángulo de inclinación. Al amanecer el seguidor está en posición horizontal. Según avanza el día el seguidor gira en sentido contrario al movimiento solar para evitar las sombras. En un determinado momento se cruza con el sol y puede

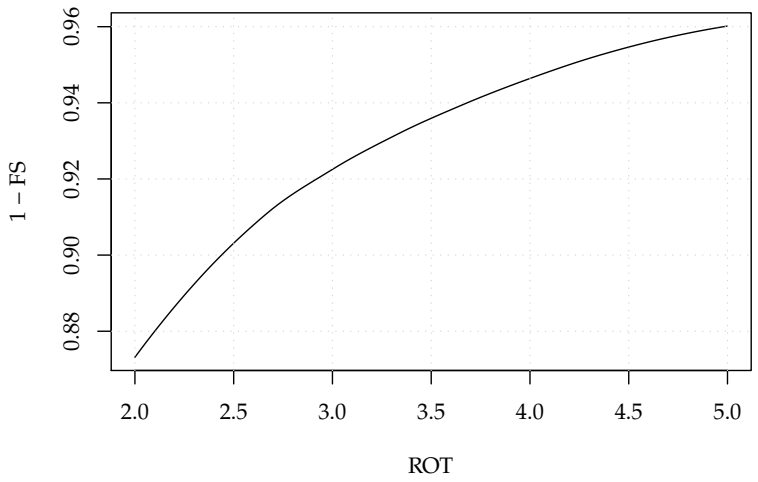


FIGURA 6.17: *Separación entre seguidores de eje horizontal.*

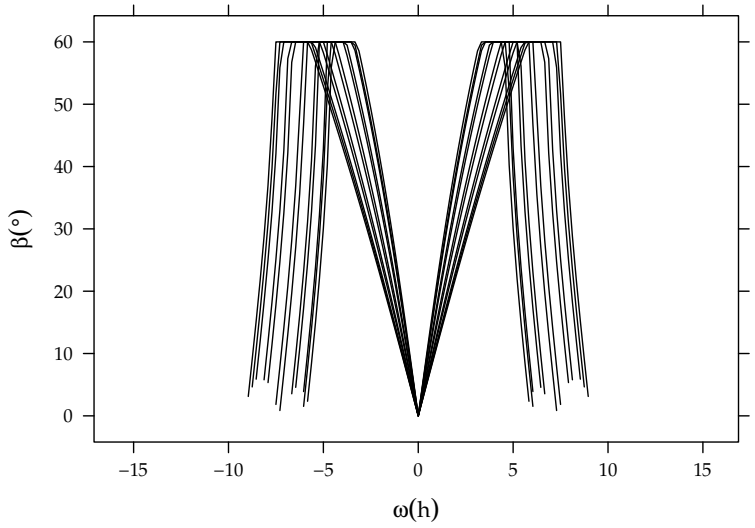


FIGURA 6.18: *Retroseguimiento y limitación del ángulo de inclinación en seguidores de eje horizontal.*

continuar el movimiento convencional. En un instante de la tarde debe volver a cambiar el sentido hasta la horizontal en la noche.

Por otra parte, por motivos estructurales es habitual limitar el ángulo de inclinación en seguidores de doble eje a valores máximos alrededor de 70°, principalmente como técnica de protección frente al viento. Esta peculiaridad de funcionamiento tiene semejanzas con la técnica de retroseguimiento por el hecho de implicar un desvio de los seguidores de su posición óptima obteniendo sombras más cortas que en el caso teórico. El límite de inclinación de un seguidor industrial implica una red más densa que en el caso teórico, siendo la cruz de la moneda la reducción en la energía generada por incidencia no perpendicular. Siguiendo este razonamiento para seguidores de doble eje, cabe la posibilidad de utilizar retroseguimiento en el movimiento cenital, y no sólo en sentido acimutal, como es común en equipos de control comercial.

Elección de separaciones

Con mayor separación disminuyen las pérdidas por sombreado mutuo y por tanto, aumenta la productividad del sistema. Sin embargo, aumentan los costes relacionados con el área ocupada y los costes relacionados con los elementos de unión entre estructuras (cableado, canalizaciones, zanjas). Por tanto, la separación óptima entre elementos (seguidores o estructuras estáticas) es aquella que conduce al mínimo valor del coste de la energía producida por el sistema.

La determinación de la separación óptima es un ejercicio particular que depende no sólo de la técnica de seguimiento elegida, sino también de las condiciones económicas de los elementos que componen el sistema. No debe olvidarse que, la consideración de las condiciones del terreno (fronteras, irregularidades, vaguadas, etc.) obliga, en general, a decantarse por una separación algo difrente al resultado del ejercicio de optimización. El lector interesado queda invitado a la lectura de la referencia [Per12a].

Elección entre Sistemas

La elección entre sistemas estáticos y sistemas de seguimiento debe tener en cuenta, además de la mejor productividad, otros condicionantes como el coste del sistema, el mantenimiento asociado o las necesidades de ocupación de espacio.

El mejor aprovechamiento de terreno depende directamente del porcentaje de radiación que quedará sombreada por los seguidores cercanos. En general, cuanto más exacto es el método de seguimiento, menos eficiente es su aprovechamiento de terreno: para un mismo valor de radiación sombreada, la separación entre seguidores aumenta en sistemas que apuntan mejor. De esta forma el espacio necesario es superior para el seguimiento a doble eje que para el seguimiento en eje horizontal Norte-Sur, y a su vez, mayor que para un SFCR estático. De ahí que en determinados casos en los que existan limitaciones de espacio disponible, pueda resultar interesante una técnica que ofrezca menor productividad.

6.5. Energía Producida por un Sistema Fotovoltaico conectado a la Red

La potencia entregada a la salida de un SFCR se puede estimar a partir de la secuencia de valores de irradiancia efectiva y temperatura ambiente, tomando en consideración los diversos factores de funcionamiento del sistema que se han descrito en los capítulos anteriores.

En primer lugar, la potencia del generador fotovoltaico se estima con la ecuación 6.39, en la que se tienen en cuenta los siguientes factores:

- La irradiancia efectiva incidente en el plano del generador, cuyo procedimiento de cálculo es el objeto de estudio del capítulo 3.
- La temperatura ambiente a la que está sometido el generador fotovoltaico, que determina la temperatura de célula, tal y como se detalla en la sección 5.1.2.
- El comportamiento eléctrico del generador fotovoltaico según lo estudiado en los capítulos 4 y 5, y sintetizado en la eficiencia del generador, de acuerdo a las ecuaciones 4.11 y 4.19, suponiendo células idénticas.

$$P_{dc} = A_g \cdot \eta_g(G_{ef}, T_a) \cdot G_{ef} = \frac{\eta_g(G_{ef}, T_a)}{\eta_g^*} \cdot \frac{G_{ef}}{G^*} \cdot P_g^* \tag{6.39}$$

A continuación, se determina la potencia de salida del inversor con la ecuación 6.40, en la que se tiene en cuenta la curva de eficiencia del inversor (sección 6.3.3) y su ventana de búsqueda del MPP (sección 6.2).

$$P_{ac} = P_{dc} \cdot \eta_{inv}(P_{dc}, V_{dc}) = P_{dc} \cdot \eta_{inv}(G_{ef}, T_a) \tag{6.40}$$

Aunque no se explicitan en estas ecuaciones, también hay que tomar en consideración otros factores que influyen en el funcionamiento:

- El impacto de sombras sobre el generador, tal y como ha sido explicado en la sección 6.4.
- La eficiencia del resto de componentes del sistema, principalmente cableado y transformador de BT/MT. Es práctica común considerar constantes las pérdidas asociadas al cableado (por ejemplo, 1,5 %) y modelar el funcionamiento del transformador si se dispone de información al respecto, o asumir un valor constante de pérdidas (por ejemplo, 2,5 %).
- Las pérdidas debidas a la tolerancia de potencia y a la dispersión de parámetros. El valor de la potencia nominal que se emplea en las ecuaciones anteriores, P_g^*, resulta de multiplicar la potencia nominal de un módulo, según lo recogido en su ficha técnica, por el número de módulos que componen el generador. De esta forma, este valor de potencia nominal supone que todos los módulos que componen el generador son idénticos y que su potencia es la que se especifica en la ficha de técnica.

Estas secuencias intradiarias de *potencia* pueden ser integradas en períodos de tiempo adecuados para obtener las correspondientes estimaciones de *energía* producida en base diaria, mensual o anual:

$$E_{ac} = \int_T \frac{\eta_g(G_{ef}, T_a)}{\eta_g^*} \cdot \frac{G_{ef}}{G^*} \cdot \eta_{inv}(G_{ef}, T_a) \cdot P_g^* \quad \mathrm{dt} \tag{6.41}$$

El cálculo detallado según este procedimiento exige la ayuda de herramientas software que implementen cada paso[33].

Las estimaciones obtenidas con el procedimiento anterior son de utilidad en la fase de diseño del sistema, en la que es necesario analizar la viabilidad del mismo, y en la fase de operación, en la que sirven de referencia para la comprobación del buen funcionamiento de la instalación.

[33] Implementado en la función `prodGCPV` de `solaR` [Per12b]

6.5.1. Análisis de medidas de producción

En este último contexto, las estimaciones son contrastadas con los datos recogidos por los sistemas de monitorización empleando métricas de rendimiento y pérdidas. En este análisis destacan las aportaciones de la norma IEC-61724-1, cuyo título es "Rendimiento del sistema fotovoltaico: monitorización".

Por una parte, define las productividades de las diferentes partes del sistema, como relaciones entre una cantidad de energía y la potencia nominal P_g^*, y que indican el funcionamiento real del sistema en relación con su capacidad asignada. Por otra parte, define unos índices de pérdidas, que representan la cantidad de tiempo que el sistema necesitaría para funcionar a P_g^* para compensar las pérdidas respectivas durante el periodo correspondiente.

Productividades

Las productividades son las siguientes:

- Productividad del Generador

$$Y_A = \frac{E_{dc}}{P_g^*} \quad [\frac{\text{kWh}}{\text{kWp}}] \tag{6.42}$$

- Productividad del Sistema

$$Y_f = \frac{E_{ac}}{P_g^*} \quad [\frac{\text{kWh}}{\text{kWp}}] \tag{6.43}$$

- Productividad de Referencia

  En primer lugar, calculamos la energía de referencia, aquella que entregaría un sistema ideal sin pérdidas, de la misma potencia, y disponiendo de la radiación incidente.

$$E_{ref} = P_g^* \cdot \frac{G_{inc}}{G_{stc}} \tag{6.44}$$

  A partir de esta definición obtenemos la productividad de referencia, normalizando a la potencia del generador, y simplificando la expresión:

$$Y_r = \frac{E_{ref}}{P_g^*} = \frac{G_{inc}}{G_{stc}} \quad [\frac{\text{kWh}}{\text{kW}}] \tag{6.45}$$

Es importante tener en cuenta que la definición de la productividad de referencia se basa en la radiación global incidente. Sin embargo, el cálculo de la potencia entregada por el generador (ecuación 6.39) se realiza a partir de la radiación global efectiva. Como se estudió en la sección 3.5, la radiación efectiva descuenta las pérdidas debidas a la suciedad y a la incidencia no perpendicular. De forma aproximada podemos escribir la relación:

$$G_{ef} = G_{inc} \cdot (1 - F_{IAM}) \cdot (1 - F_{Suc}) \cdot (1 - F_S) \tag{6.46}$$

siendo F_{IAM} las pérdidas por incidencia no perpendicular, F_{Suc} las pérdidas por suciedad, y F_S las pérdidas por sombreado. Se verá a continuación que estas pérdidas afloran al comparar la productividad del generador con la de referencia.

Índices de pérdidas

Los índices de pérdidas son:

- Pérdidas de captación del campo fotovoltaico.

$$L_C = Y_r - Y_A \tag{6.47}$$

  Incluye pérdidas ópticas (suciedad, reflexión, sombreado), y pérdidas del generador (temperatura, cableado, tolerancia de potencia, dispersión de parámetros, LID, y envejecimiento).

- Pérdidas en el balance del sistema (BOS)

$$L_{BOS} = Y_A - Y_f \tag{6.48}$$

  Incluye pérdidas por eficiencia e interrupciones del inversor, cableado y transformador.

Métricas de rendimiento

La norma también aporta la definición de métricas de rendimiento del sistema. Destaca por su frecuente uso el denominado *performance ratio* (PR) o rendimiento global:

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} = \frac{E_{ac}}{P_g^* \cdot \frac{G_{inc}}{G_{stc}}} \tag{6.49}$$

Esta métrica está concebida para incluir todas las pérdidas de un sistema fotovoltaico que no tienen dependencia con las condiciones meteorológicas. De esta forma, este factor puede caracterizar el funcionamiento de un sistema durante un período independientemente de la localidad en la que se ubica. En sentido estricto esta afirmación no se corresponde con la realidad porque algunas pérdidas incluidas en el PR tienen relación con la climatología del lugar. En particular, es destacable el efecto de la temperatura en la potencia entregada, y de ahí que este factor de mérito presente un comportamiento estacional, variando de un día al siguiente o de un mes a otro. Sin embargo, el uso del PR se realiza normalmente para caracterizar períodos anuales. En este contexto, y dado que la influencia de la temperatura es un factor de segundo orden comparado con la relación entre energía e irradiación, suele aceptarse que el PR anual sirve para caracterizar la calidad de un sistema fotovoltaico. No obstante, no hay que olvidar que un mismo sistema presentará valores de PR más altos en una localidad de clima frío que en un lugar de clima cálido.

Las pérdidas que habitualmente incluye un PR anual son las que se recogen en la Tabla 6.2. El análisis de funcionamiento de diversos sistemas FV europeos llevado a cabo por la Agencia Internacional de la Energía [Nor+14] ha mostrado que el rango de valores que toma el *performance ratio* anual es bastante amplio, con mínimos de 0,4 y máximos de 0,9. Para sistemas instalados entre 1980 a 1990, el valor promedio era de 0,7, mientras que para sistemas instalados entre 2005 a 2012, el valor promedio asciende a 0,8.

Para solventar los problemas asociados al PR, la norma propone una métrica corregida con la temperatura, denominada rendimiento global a 25 °C:

$$PR_{25} = \frac{E_{ac}}{\sum_i \left\{ P_g^* \cdot [1 + \gamma_P \cdot (T_{c,i} - 25)] \cdot G_{ef,i} / G_{stc} \cdot \Delta t \right\}} \tag{6.50}$$

Con esta definición se introduce una corrección con la temperatura utilizando el coeficiente γ de dependencia de la potencia del módulo con la temperatura, donde Δt es el intervalo temporal de medida. No obstante, esta definición también tiene limitaciones porque no elimina totalmente la dependencia estacional, dado que hay otros efectos estacionales, particularmente las sombras.

TABLA 6.2: *Factores de pérdidas incluidos en el* performance ratio *anual junto con valores recomendados.*

Factor de pérdidas	Valor
Dispersión de parámetros entre los módulos que componen el generador	2-4 %
Tolerancia de potencia de los módulos respecto a sus características nominales	3 %
Temperatura de funcionamiento de los módulos	5-8 %
Conversión DC/AC realizada por el inversor	8-12 %
Efecto Joule en los cables	2-3 %
Conversión BT/MT realizada por el transformador	2-3 %
Disponibilidad del sistema	0,5-1 %

Capítulo 7

Sistemas Fotovoltaicos Autónomos

7.1. Conceptos generales

7.1.1. Definición

Un sistema fotovoltaico autónomo (SFA) produce energía eléctrica para satisfacer el consumo de cargas eléctricas no conectadas a la red, empleando un sistema de acumulación energético para hacer frente a los períodos en los que la generación es inferior al consumo.

7.1.2. Aplicaciones y configuraciones típicas

En la figura 7.1 se muestran las cuatro configuraciones más comunes en los SFA. Los sistemas domésticos (SHS) suelen incorporar únicamente cargas en continúa. Por esta razón, no es necesario que el SFA incluya un inversor. Estos sistemas están compuestos por el generador, un acumulador electroquímico y un regulador de carga y descarga. Cuando el consumo incluye cargas de alterna es necesario que el SFA incluya un inversor. Cabe la posibilidad de que el consumo esté compuesto por cargas en continúa y en alterna, o exclusivamente por cargas en alterna. El funcionamiento del inversor puede ocasionar la circulación de transitorios de corriente que el regulador no es capaz de gestionar correctamente. Por este motivo, es recomendable que el inversor esté conectado directamente a la batería, y no a la salida del regulador. Los inversores para SFA suelen incorporar un mecanismo de regulación de descarga que permite esta conexión. El funcionamiento de estos inversores es, en muchos aspectos, similar al de los inversores de conexión a red pero con varias peculiaridades. La principal diferencia está en su salida: dado que estos inversores no están conectados a una red con la que sincronizar, deben funcionar como fuentes de tensión (y no como fuentes de corriente, caso habitual en los SFCR). Por lo general no incluyen un buscador del punto de máxima potencia.

Como caso especial destacan los sistemas híbridos. Como se entenderá en la descripción de los métodos de dimensionado de los SFA, existe una probabilidad no nula de fallo de suministro. Así, durante un año típico, es previsible que un porcentaje de la energía demandada por la red de consumo no pueda ser correspondida por el SFA. El dimensionado de un SFA consiste, por tanto, en elegir los tamaños de generador y acumulador como una solución de compromiso entre mínima probabilidad de fallo y mínimo coste. Sin embargo, existen ciertas aplicaciones que no pueden estar sometidas a cortes de suministro (principalmente las aplicaciones profesionales) o redes de consumo de un tamaño tal que exigen un generador y acumulador excesivamente grandes. En estos casos el SFA incluye un grupo electrógeno que suministra la energía deficitaria y permite reducir el tamaño del SFA. Un SFA puro implica una inversión elevada pero supone unos costes de mantenimiento muy bajos. Por el contrario, un grupo electrógeno es una adquisición poco costosa pero está asociado a costes de mantenimiento no despreciables, principalmente en zonas remotas. La combinación de ambos permite reducir el tamaño del generador FV y el acumulador con la aportación energética del grupo, mientras que el generador fotovoltaico permite reducir las horas de funcionamiento del grupo, y por tanto el gasto en combustible y consiguiente mantenimiento. De aquí se sigue que el dimensionado de estos sistemas es, nuevamente, un ejercicio de optimización. El control de arranques y paradas del grupo vendrá definido por el funcionamiento de los equipos de consumo. Para aquellas cargas que no puedan asumir un corte de suministro el grupo

funcionará como equipo de emergencia, activándose para alimentar estas cargas a partir de un nivel de alerta. En otros casos, bastará con que el grupo mantenga el nivel de flotación de la batería. En general, el inversor y el grupo electrógeno no funcionarán simultáneamente y no existirán problemas de sincronismo. En aquellos casos en los que exista la posibilidad de activación conjunta de estos dos equipos, se deberá incluir un mecanismo de sincronización entre ambos.

7.2. Componentes de un SFA

7.2.1. Acumulador electroquímico

Un acumulador electroquímico es una batería secundaria o recargable, capaz de almacenar energía eléctrica mediante una transformación en energía electroquímica. Es capaz de dar autonomía al sistema fotovoltaico al satisfacer los requerimientos de consumo en cualquier momento, independientemente de la generación. También contribuye al buen funcionamiento del sistema al aportar picos de intensidad superiores a los que proporciona el generador FV y al estabilizar el voltaje del sistema, evitando fluctuaciones dañinas en los equipos de consumo.

La variada gama de acumuladores que se emplean en los SFA se basan, casi en su totalidad, en la tecnología de ácido-plomo. Es por esta razón que el contenido de este apartado hará referencia exclusiva a este tipo de acumuladores.

Definiciones

Para comprender el desarrollo de este apartado se requieren unas definiciones previas:

Capacidad nominal (C_b) es la carga eléctrica que puede ser extraída de una batería hasta llegar a la descarga total.

Régimen de carga/descarga es la corriente aplicada a una batería para restablecer/extraer la capacidad nominal. Normalmente se presenta como un ratio entre la capacidad nominal y la corriente. Por ejemplo, si la capacidad es 300 Ah, se habla de un régimen de carga (descarga) C_{10} cuando se aplican (extraen) 30 A, de forma que en 10 horas se restablece (extrae) la capacidad.

Habitualmente, la documentación técnica de los fabricantes incluye la capacidad a C_{10}. Sin embargo, los regímenes de funcionamiento más habituales en los sistemas fotovoltaicos son del orden de C_{100}. Como regla aproximada puede emplearse la relación $C_{100} \simeq 1{,}35 \cdot C_{10}$. Es importante resaltar que, debido a esta relación, la corriente I_{100} correspondiente a C_{100}, no equivale a $0{,}1 \cdot I_{10}$. En el caso anterior, con $C_{10} = 300\,\text{A h}$, $I_{10} = 30\,\text{A}$, y como $C_{100} \simeq 405\,\text{A h}$, obtenemos $I_{100} = 4{,}05\,\text{A}$.

Estado de carga (SoC) de una batería es la capacidad de una batería parcialmente cargada, dividida por su capacidad nominal. Por tanto siempre será $0 < SoC < 1$.

Profundidad de descarga (PD) es el complemento del estado de carga.

Tensión de corte: es la tensión a la que finaliza la descarga de la batería. Depende del régimen de descarga y del tipo de batería. Determina la profundidad de descarga máxima, PD_{max}, y por tanto, la capacidad útil, C_U, siendo

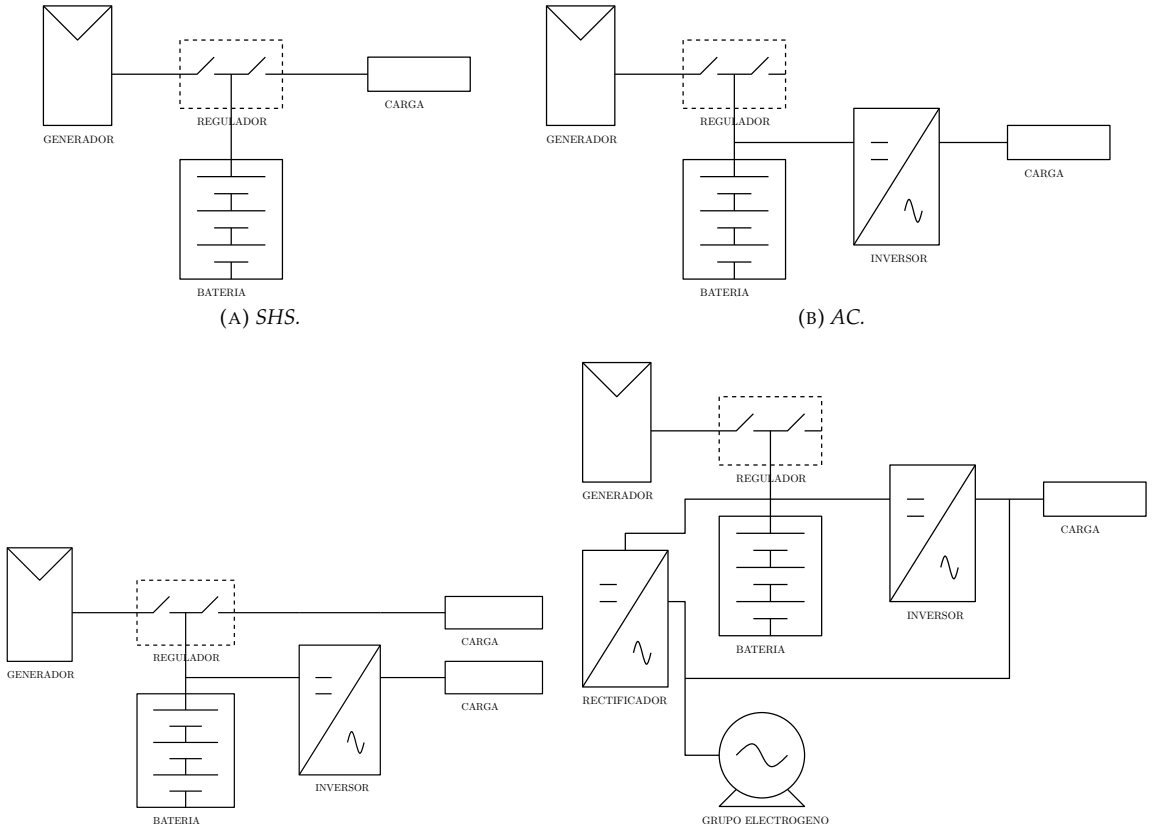
$$C_U = PD_{max} \cdot C_b \tag{7.1}$$

Eficiencia farádica es el ratio entre la carga extraída durante la descarga y la carga requerida para restablecer el estado inicial.

Eficiencia energética es el ratio entre la energía extraída durante la descarga y la energía requerida para restablecer el estado inicial.

Funcionamiento

Una batería de ácido-plomo se compone de un ánodo o electrodo positivo con PbO_2, un cátodo o electrodo negativo con Pb, y el electrolito a base de H_2SO_4 diluido en agua. Su funcionamiento es una reacción electroquímica de oxidación-reducción:



(A) *SHS.* (B) *AC.*

(C) *AC-DC.* (D) *Híbrido.*

FIGURA 7.1: *Configuraciones típicas.*

Ánodo (+):

$$PbO_2 + SO_4^{2-} + H^+ + 2e^- \underset{\text{carga}}{\overset{\text{descarga}}{\rightleftharpoons}} PbSO_4 + 2H_2O \tag{7.2}$$

Cátodo (-):

$$Pb + SO_4^{2-} \underset{\text{carga}}{\overset{\text{descarga}}{\rightleftharpoons}} PbSO_4 + 2e^- \tag{7.3}$$

Global:

$$Pb + PbO_2 + 2H_2SO_4 \underset{\text{carga}}{\overset{\text{descarga}}{\rightleftharpoons}} 2PbSO_4 + 2H_2O \tag{7.4}$$

Durante la descarga, ambos electrodos transforman la materia activa en sulfato de plomo y con agua en el ánodo. Este proceso supone consumo de electrolito (disminuye su densidad) y cambios de volumen de los materiales activos (el volumen del $PbSO_4$ es superior al del PbO_2 y este al del Pb). Dado que las reacciones químicas se producen en la superficie porosa de la materia activa, los cambios de volumen dificultan la homogeneidad del proceso y la adecuada difusión del electrolito entre la materia activa. Más aún, la concatenación de cambios de volumen provoca tensiones mecánicas en las rejillas con la consiguiente fractura del material activo que se desprende y precipita al fondo. Como consecuencia, las descargas repetidas producen pérdida de material activo y degradación de las placas. Por otra parte, si la descarga es muy rápida y la batería permanece descargada largo tiempo, el sulfato cristaliza y no es recuperable. A este fenómeno se le denomina sulfatación.

Durante la carga, el sulfato de plomo se transforma en oxido de plomo, plomo y ácido. Cuando el proceso de carga está por finalizar, la reacción química implica la electrolisis del agua, con liberación de oxigeno e hidrógeno (conocido como gaseo). Esta liberación supone la pérdida de agua del electrolito pero también la homogeneización del electrolito por agitación. Este fenómeno reduce la estratificación del electrolito, situación que se produce cuando la gravedad y la falta de movimiento provocan mayor concentración de electrolito en la zona inferior, pero también contribuye a la corrosión por oxidación de la rejilla positiva, por lo que su utilización debe ser controlada convenientemente. Más aun, debe

tenerse en cuenta que la pérdida de agua producida por el gaseo debe ser compensada en el proceso de mantenimiento.

Una alternativa para evitar la reposición de agua es el tipo de baterías VRLA (*valve-regulated lead acid*). Utilizan recipientes sellados con una válvula que permite la liberación de gas sólo cuando la presión en el interior sobrepasa un umbral (fenómeno producido por una sobrecarga excesiva, que debe ser evitado en este tipo de baterías). En condiciones normales de funcionamiento, el gas queda confinado en la batería y se recombina para producir nuevamente agua. Estas baterías inmovilizan el electrolito, que ya no está en fase líquida. Existen dos métodos a destacar: las baterías de gel (añaden SiO_2 al electrolito) y las baterías AGM (*absorbed glass matt*) en las que el electrolito es absorbido en un conjunto de fibras de cristal con alta porosidad.

Modelo eléctrico Una batería de ácido-plomo puede ser modelada como una fuente de tensión, V_{BI}, en serie con una resistencia, R_{BI}, tal y como se indica en la Figura 7.2. Como será estudiado a continuación, ambos parámetros están relacionados con la densidad del electrolito y con la temperatura. Un incremento en la concentración del ácido provoca un aumento en V_{BI} y una disminución en R_{BI}, ya que las reacciones se producen más fácilmente. Por el contrario, con la disminución de la densidad V_{BI} disminuye y R_{BI} aumenta.

Con este modelo, la tensión de salida de la batería en el proceso de carga es el descrito por la ecuación 7.5.

$$V_B = V_{BI} + I_C R_{BI} \tag{7.5}$$

mientras que en el proceso de descarga es (ecuación 7.6):

$$V_B = V_{BI} - I_D R_{BI} \tag{7.6}$$

El comportamiento de la fuente de tensión equivalente está relacionado directamente con la densidad de electrolito. Cuando el electrolito es homogéneo, es posible aplicar la ecuación 7.7:

$$V_{BI} = \rho_e + 0{,}84 \tag{7.7}$$

Para baterías cargadas, ρ_e varia entre 1,2 g/cm^3 y 1,28 g/cm^3. Por tanto, la tensión en circuito abierto de un vaso, V_{BI}, está comprendida entre 2,04 V a 2,12 V. Precisamente la medida de la tensión en circuito abierto de la batería es un método posible para estimar el estado de carga de una batería, con el inconveniente de que una medida precisa requiere desconectar el acumulador del sistema.

En la figura 7.3 se muestra la evolución de la tensión en bornes de una batería cargada con corriente constante a lo largo del tiempo. Esta figura incluye varias curvas para diferentes valores de corriente de carga y de temperatura ambiente. En cada una de ellas pueden observarse tres zonas de comportamiento. La primera de ellas, comprendida entre el inicio de carga y el primer punto de inflexión es la zona de carga normal, en la que la producción de ácido provoca el aumento de V_{BI} y la disminución de R_{BI}. Dado que el valor de V_{BI} en esta zona es superior al producto $I_C \cdot R_{BI}$, es evidente el consiguiente aumento de V_B. La segunda zona a diferenciar está comprendida entre los dos puntos de inflexión. El primer punto de inflexión corresponde al inicio del gaseo, y el segundo corresponde a la tensión de final de carga. En esta segunda zona se produce la electrólisis del agua (gaseo) que se corresponde con un incremento notable de la resistencia R_{BI}, debido a que el proceso se realiza con más dificultad[1]. A partir

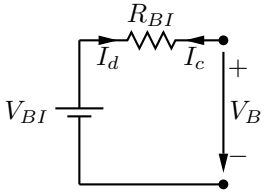


FIGURA 7.2: *Modelo eléctrico de batería.*

[1]En esta zona, el rendimiento farádico empieza a decrecer, lo que indica que la corriente entrante no se emplea en el almacenamiento de energía sino en procesos secundarios. De ahí que esta corriente entrante no será directamente aprovechable en el proceso de descarga.

del segundo punto de inflexión la tensión se mantiene constante. Adentrarse en esta zona de trabajo implica la degradación de la batería, y por tanto, debe ser evitada.

Dado que la gasificación por sobrecarga, útil para reducir la estratificación, debe ser un proceso controlado para evitar acortar la vida de la batería, es necesario establecer un límite de carga en la batería. Como se detalla en el siguiente apartado, en los equipos reguladores es práctica común utilizar la tensión del vaso como indicador indirecto del estado de carga, y por tanto, este límite vendrá definido por un valor de tensión. Como puede observarse en la figura 7.3, estos límites varían con la corriente de carga y con la temperatura. Para una temperatura de 25 °C parece razonable utilizar un valor comprendido entre 2,3 V y 2,4 V, tal y como se indica en la Norma Técnica Universal para Sistemas Fotovoltaicos Domésticos [EL98].

Durante la descarga, la tensión V_{BI} disminuye y la resistencia R_{BI} aumenta, de forma que la tensión en bornes de la batería, V_B, disminuye durante el proceso. En la figura 7.4 se observa que la tensión en bornes de la batería evoluciona de forma lineal durante todo el proceso, decreciendo abruptamente al acercarse a la descarga total. Si nuevamente recurrimos a la tensión como indicador del estado de carga de la batería, el equipo regulador deberá evitar la descarga de la batería a partir de un umbral localizado en torno a los 2 V para esta batería concreta. Tal y como se indica en [EL98], este valor es característico de cada tipo de batería, y por tanto deben evitarse valores universales.

El régimen al que se produce la descarga está relacionado con la capacidad que presenta la batería. Así, la mayor capacidad está disponible para regímenes de carga lentos, tal y como se puede observar en la figura 7.5.

Efecto de la temperatura Cuando la temperatura ambiente es baja, el electrolito se hace más viscoso y decrece la movilidad de los iones, aumentando así la resistencia eléctrica (R_{BI} en el modelo). La figura 7.5 muestra que la la disminución de la temperatura reduce la capacidad de la batería para todos los regímenes de descarga. De forma aproximada, puede decirse que la capacidad para un régimen de descarga determinado baja a razón de 1 %/°C [Lor94]. Como situación extrema, si el electrolito se congela, no hay movimiento iónico, y por tanto la capacidad es nula. Para evitarlo, en lugares muy fríos hay que recurrir a densidades altas de electrolito .

Cuando la temperatura ambiente es alta, las reacciones se aceleran (R_{BI} disminuye), y la corrosión se ve favorecida, siendo éste un factor de degradación de las baterías. Así, en climas cálidos, se debe optar por bajas concentraciones de electrolito. Esta elección aumenta la resistencia equivalente, pero este hecho se ve compensado por la mayor movilidad iónica debida a la alta temperatura.

Tal y como se observa en la figura 7.3, hay que tener en cuenta que el valor de tensión al que empieza la sobrecarga disminuye debido a que la resistencia interna baja con la temperatura. Por tanto, es necesario corregir el umbral de corte con la temperatura. Dado que las corrientes que circulan por la batería son de un valor tal que no incrementan significativamente la temperatura de la batería respecto de la ambiente, es aceptable utilizar ésta como referencia para la corrección.

Ciclado. Mecanismos de degradación

A lo largo de su operación, la batería es sometida a continuas cargas y descargas. Este proceso se denomina ciclado, y según sus características tendrá unas consecuencias determinadas sobre la vida de la batería. Los dos mecanismos de degradación principales asociados al ciclado son la perdida de material activo que ocasionan las descargas repetidas, y la estratificación.

La estratificación se produce por la acción conjunta de la resistencia de las rejillas, la falta de movimiento de la batería y la gravedad. Así, cuando se produce la descarga de una batería inicialmente cargada, la resistencia de las rejillas provocará que la densidad de corriente de las zonas superiores sea mayor que en las zonas inferiores. Por tanto, al finalizar la descarga, el perfil de densidad del electrólito no será uniforme en toda la altura de la batería, sino que mostrará un máximo en la parte baja. Cuando, a continuación, se inicia una carga, la densidad de corriente en la zona inferior de las rejillas será superior dado que la mayor densidad de electrolito es sinónimo de menor resistencia eléctrica interna (R_{BI}). De esta forma, el proceso de estratificación iniciado en la descarga se reafirma en la carga posterior. El efecto de la gravedad y la ausencia de movimiento[2] en la batería contribuirán a agravar este desequilibrio, de forma que la mayor densidad del electrolito sobre el agua provocará que aquel se desplace hacia el fondo. El alto nivel de concentración de ácido en las zonas inferiores consecuencia de la estratificación

[2]Por ejemplo, las baterías instaladas en vehículos raramente están estratificadas, porque el propio movimiento de estos homogeneiza el electrolito.

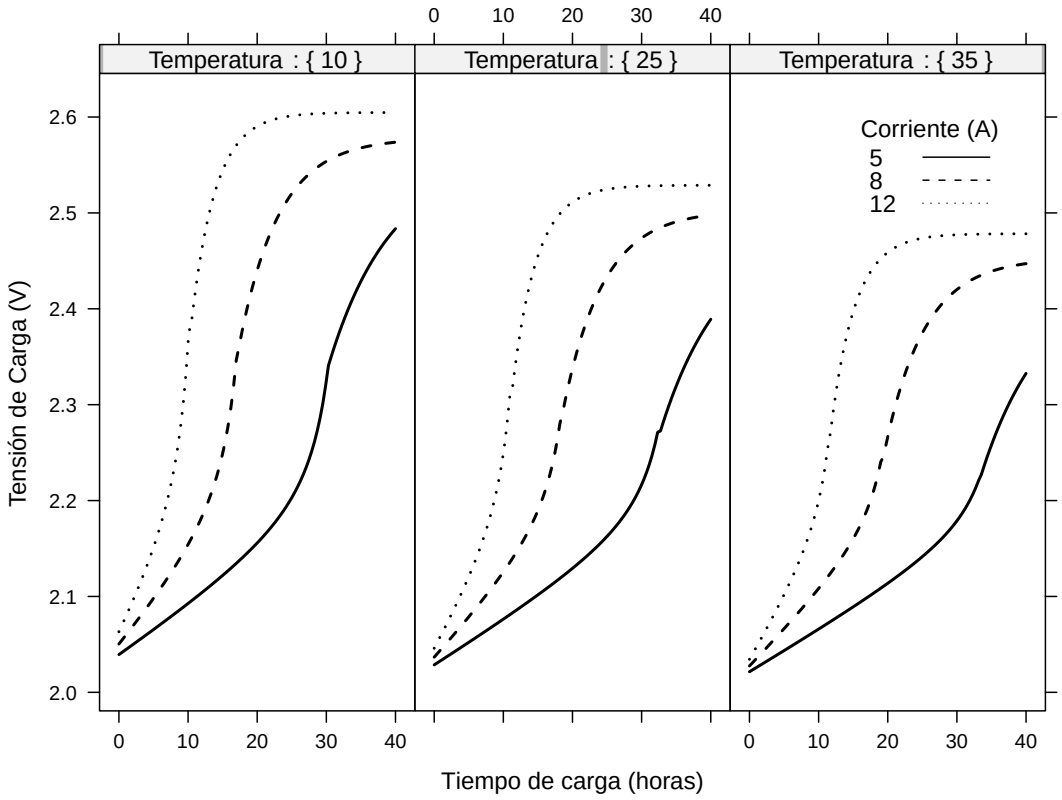


FIGURA 7.3: *Curvas de evolución de la tensión en bornes de una batería durante un proceso de carga a corriente constante, para diferentes valores de corriente de carga y temperatura ambiente. Las curvas están particularizadas para una batería con una capacidad* $C_{10} = 300$ Ah. *Se ha utilizado el modelo de comportamiento propuesto en la referencia [CLC93].*

contribuye a la corrosión de las rejillas. En estas condiciones es conveniente recurrir al gaseo que se produce durante una sobrecarga controlada, útil para remover el electrolito y homogeneizarlo.

Existen otros mecanismos de degradación. Destacan los siguientes:

- Corrosión externa de los terminales: Aumenta la resistencia de contacto, de forma que la corriente no se distribuye uniformemente entre los vasos que componen un conjunto acumulador. Se produce en ambientes agresivos y con altas temperaturas, siendo recomendable la aplicación de grasas y limpieza en los terminales de conexión.
- Corrosión interna de las rejillas: Durante la sobrecarga, el material de las rejillas se degrada, formando depósitos en los vasos. Este fenómeno disminuye la capacidad de forma irreversible.
- Gaseo excesivo: Cuando se permite una sobrecarga excesiva para eliminar la estratificación, el gaseo produce pérdidas de electrolito, corrosión en la placa positiva y averías en las baterías VRLA.
- Sulfatación: Cuando la batería opera en largos periodos de carga parcial el sulfato de plomo cristaliza, y deja de participar en las reacciones químicas, disminuyendo así la capacidad de forma irreversible. Además, al cristalizar se produce un cambio de volumen local, provocando tensiones en la rejilla que pueden ocasionar fisuras.
- Depósitos de materia activa: cuando la batería opera en bajos estados de carga durante largos periodos, la materia activa pierde adherencia y puede precipitar al fondo del vaso. Además de disminuir la capacidad, puede ocasionar cortocircuitos que causen la muerte de la batería.

Como resumen, los factores que influyen sobre la resistencia del acumulador al ciclado son [Ful94]:

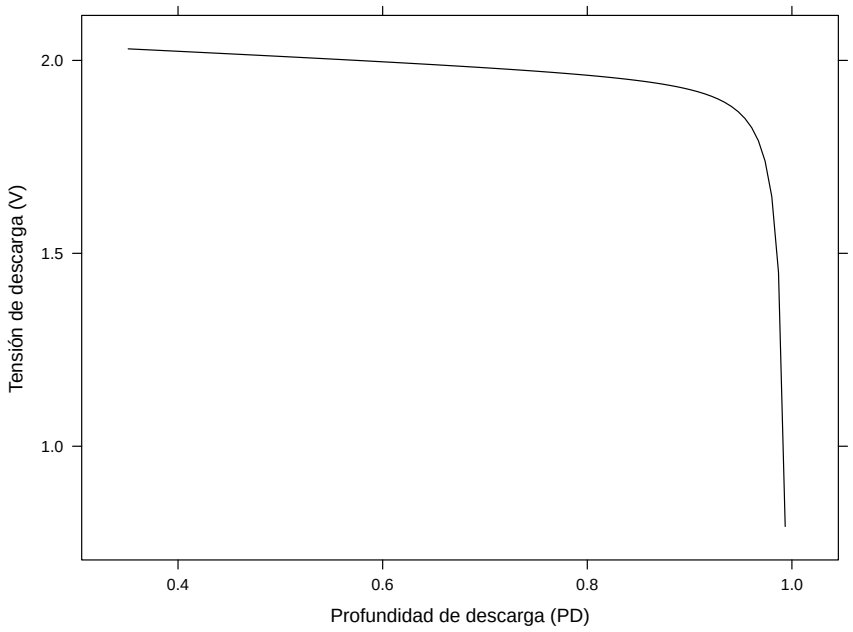


FIGURA 7.4: *Relación entre la tensión y la profundidad de descarga de una batería para un proceso de descarga a corriente constante. Esta curva está particularizada para un régimen de descarga de 100 h y temperatura ambiente de* 25 °C*, para una batería con capacidad* $C_{10} = 300$ Ah*.*

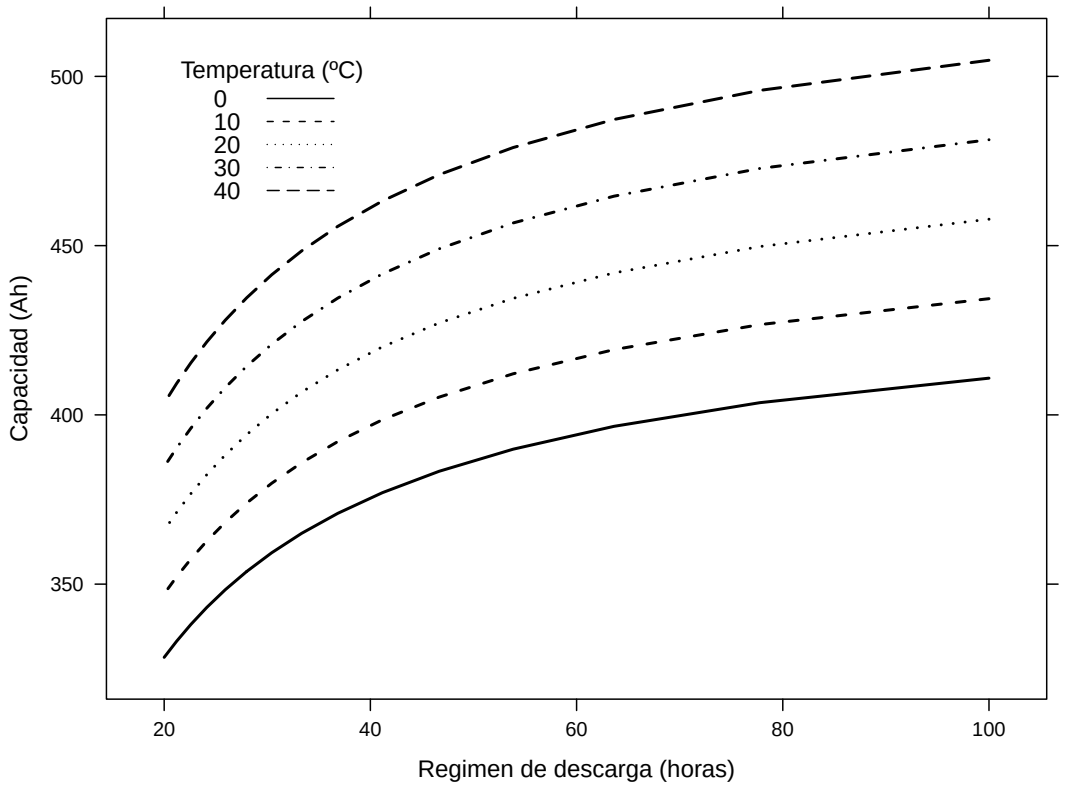


FIGURA 7.5: *Relación entre el régimen de descarga y la capacidad de la batería.*

- La profundidad de descarga: las descargas profundas disminuyen los ciclos de vida de una batería.
- El régimen de carga: cuanto mayor es el régimen de carga y el porcentaje de sobrecarga, menor será la vida alcanzada.
- La temperatura: las temperaturas altas aceleran la corrosión en los electrodos disminuyendo los ciclos de vida.

El ciclado y los agentes externos contribuyen a degradar el acumulador hasta que alcanza el fin de su vida útil, momento que puede ser definido como un valor mínimo en su capacidad útil [EL98].

Composición

Los elementos típicos de una batería quedan señalados en la figura 7.6. Las rejillas dan soporte estructural a los materiales activos (oxido de plomo en ánodo, plomo en cátodo) y conducen la corriente eléctrica hacia el circuito externo. Están fabricadas en aleaciones de plomo. La aleación de plomo-calcio proporciona alta resistencia a la corrosión por sobrecarga pero presenta elevada corrosión en bajos estados de carga, mientras que la aleación de plomo-antimonio presenta buen comportamiento en ciclado y en descarga profunda. La rejilla negativa es plana, mientras que la rejilla positiva puede ser plana (para operación en flotación) o tubular (para operación en ciclado).

Los materiales activos participan en las reacciones químicas. Están adheridos a las rejillas. Deben ser porosos para permitir la penetración del electrolito.

El electrolito participa en la reacción y realiza el transporte iónico para cerrar el ciclo de corriente de las reacciones. La elección del electrolito debe tener en cuenta su densidad, conductividad, punto de congelación, poder de corrosión e impurezas. Para reducir la resistencia eléctrica del electrolito, su densidad debe ser alta, pero un electrolito de alta densidad es muy agresivo (produce corrosión en la rejilla positiva). Por otra parte, altos regímenes de descarga requieren mayor densidad para facilitar el transporte iónico. Los acumuladores estacionarios utilizan densidades más bajas que los de arranque. El electrolito puede ser líquido (aireadas) o inmovilizado (VRLA).

Los separadores aislan las placas de diferente polaridad pero permiten el movimiento iónico a través suyo. Deben tener resistencia mecánica, ser permeables y porosas, resistentes a la oxidación, sin contaminantes y eléctricamente no conductores.

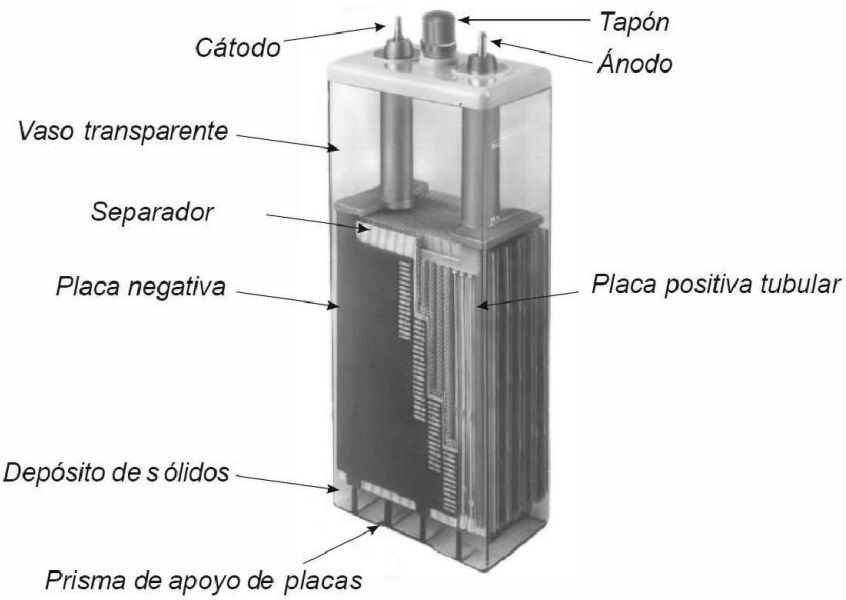


FIGURA 7.6: *Batería estacionaria con desglose de elementos.*

Tipos de acumuladores

Un acumulador incorporado a un SFA debe ser capaz de funcionar sometido a ciclados diarios y anuales de carga y descarga, teniendo en cuenta que la carga entregada por el generador depende directamente de la radiación (variable en los períodos intradiario e intraanual). Debido a las posibles fluctuaciones en la carga aportada, es probable que se sucedan periodos prolongados en carga parcial. Por último, dadas las características del consumo conectado a los SFA, es habitual que las descargas sean a baja intensidad con periodos de descarga largos, típicamente en torno a las 100 horas.

Existen cuatro tipos de acumuladores que son de interés en los sistemas fotovoltaicos autónomos, todos basados en la tecnología de ácido-plomo.

Los más sencillos son las denominadas **baterías de arranque** (*SLI: Starting, Lighting, Ignition*), habitualmente empleadas en automóviles, y por tanto fácilmente localizables en cualquier mercado local. Esta característica junto a su bajo precio (comparado con otras opciones) las convierten en una opción frecuentemente empleada en sistemas de electrificación rural de pequeño tamaño, y suelen utilizarse como reemplazo de baterías estropeadas si el servicio de mantenimiento no funciona correctamente. Presentan un buen comportamiento en descarga de alta intensidad y tienen buen rendimiento de descarga a bajas temperaturas. Sin embargo, no son resistentes frente al ciclado, con lo que su vida útil se acorta sustancialmente al funcionar en un sistema fotovoltaico.

En segundo lugar cabe mencionar las **baterías de tracción** (empleadas, por ejemplo, en carretillas elevadoras). Por razón de su aplicación tienen resistencia suficiente para soportar un elevado número de ciclos profundos de carga-descarga. Como contrapartida, requieren aportación de agua y mantenimiento frecuente. Por esta razón, su empleo en sistemas fotovoltaicos autónomos sólo es aconsejable cuando exista la seguridad de que el usuario y el servicio de mantenimiento cuidarán este elemento de forma regular.

A continuación destacan las denominadas **baterías estacionarias** (figura 7.6), comúnmente empleadas en sistemas de alimentación ininterrumpida (UPS) o instalaciones remotas (por ejemplo, radioenlaces). Habitualmente funcionan en régimen de flotación (salvo casos esporádicos, no deben entregar carga). Este modo de funcionamiento obliga a que posean gran reserva de electrolito aunque realizan poco uso de agua. Son baterías con resistencia a la corrosión y elevada fiabilidad. Todas estas características las convierten en una opción muy interesante para su incorporación a los SFA. No obstante, debe tenerse en cuenta su precio más elevado frente a las anteriores opciones.

Finalmente, señalemos las denominadas **baterías "fotovoltaicas"**. En el segmento económico de este tipo de baterías es posible encontrar baterías SLI modificadas para adaptarse a las condiciones de funcionamiento de un SFA, mientras que en el segmento alto se ofrecen baterías estacionarias modificadas.

La elección entre uno u otro tipo es un ejercicio que debe tener en consideración no sólo criterios puramente técnicos sino también aspectos como el coste del sistema, recursos de mantenimiento disponibles durante la vida del sistema, disponibilidad de reemplazo en el mercado local o capacidad de intervención del usuario. No obstante, para aplicaciones fotovoltaicas se recomienda usar baterías estacionarias aireadas de placa positiva tubular, o al menos baterías SLI modificadas (placas más gruesas, mayor cantidad de electrolito por encima de las placas, más baratas que las estacionarias), con aleación de Pb-Sb en la rejilla y vaso transparente [EL98].

7.2.2. Regulador de carga

Un regulador de carga es un equipo electrónico capaz de evitar la sobrecarga y la descarga excesiva de un acumulador cuando se alcanzan determinados umbrales, generalmente determinados por la tensión en bornes de la batería.

Para proteger frente a la sobrecarga, el regulador puede desconectar al generador de la batería (regulador serie, figura 7.7a) o bien derivar la corriente del generador hacia otro lugar, sea este un cortocircuito o un disipador (regulador *shunt* o paralelo, figura 7.7b). Esta última opción debe incorporar un diodo de bloqueo entre el generador y la batería para evitar descargas de ésta sobre el camino alternativo que ofrece el regulador. Para proteger frente a la sobredescarga, lo común, tanto en reguladores serie como paralelo, es desconectar los equipos de consumo de la batería. Estos equipos suelen emplear interruptores MOSFETs como dispositivos de conmutación.

Es conveniente observar que en las dos protecciones la batería siempre es la que impone la tensión del sistema, sea al módulo, a los equipos de consumo o al menos al regulador. Dicho de otra forma, los equipos de consumo y el módulo nunca quedan conectados de forma directa sin la intervención de la batería. Recordemos que una de las funciones del acumulador es estabilizar la tensión del sistema y así evitar fluctuaciones dañinas en los equipos de consumo.

(A) *Serie.* (B) *Paralelo.*

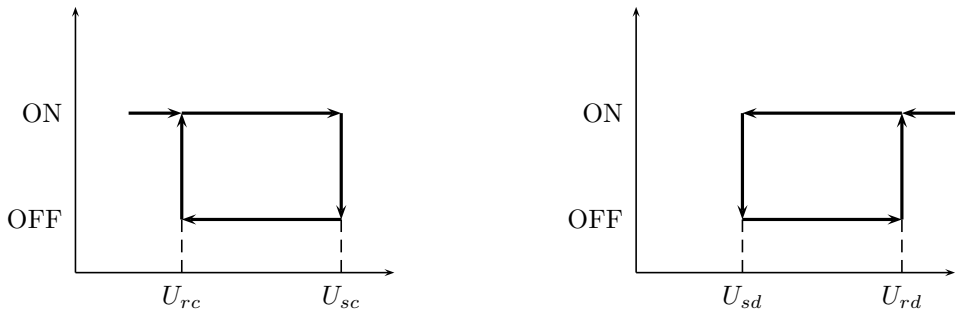
FIGURA 7.7: *Esquema eléctrico de un regulador de carga.*

El funcionamiento del regulador puede ser descrito por dos ciclos de histéresis, uno para cada protección (figura 7.8).

En la protección contra la sobrecarga, el regulador dará orden de desconexión del generador cuando la tensión de la batería supere el "voltaje de fin de carga", U_{sc}. A partir de ese momento, la tensión de la batería, sometida ahora a un proceso de descarga por los equipos de consumo, disminuirá su tensión. Cuando ésta alcance el "voltaje de reposición", U_{rc}, comunicará de nuevo la batería con el generador. Hay dos tipos básicos de estrategias de control. En los controladores "on-off" se interrumpe totalmente la corriente de carga cuando se alcanza el "voltaje de fin de carga", mientras que en los controladores con "modulación del ancho de pulso", o PWM, se recurre a reducir gradualmente la corriente de carga cuando se alcanza el "voltaje de fin de carga", manteniendo así el voltaje constante, y precisamente igual a este valor. Ambos tipos de reguladores y de estrategias de control son adecuadas para SHSs sin que parezca existir una ventaja real asociada a cada estrategia de control en términos de mejorar la vida útil de la batería [EL98]. En la práctica la selección de los voltajes de fin de carga y reposición debe buscar una solución de compromiso que conjugue la carga completa de la batería (voltajes altos) y evitar la corrosión de las rejillas y el excesivo consumo de agua (voltajes bajos). Los umbrales deben adaptarse a cada tipo de batería (mediante ensayos, o recomendaciones del fabricante). Sin embargo, es importante notar que la sensibilidad del "voltaje de fin de carga" al tipo de batería es relativamente baja y puede recurrirse a valores de uso general. El lector interesado puede recurrir a la información incluida en las referencias [EL98; UR98] que puede ser resumida en los siguientes puntos:

- En el caso de reguladores "on-off" el "voltaje de fin de carga" debe estar en el rango de 2,3 V a 2,4 V por vaso a 25 °C. En los reguladores con control por modulación por ancho de pulso (PWM), la tensión constante de fin de carga debe ser ligeramente inferior con el objetivo de reducir la pérdida de agua y la tasa de corrosión, siendo el margen recomendado de 2,3 V a 2,35 V por vaso a 25 °C.
- En los controladores "on-off", el voltaje de reposición debe estar en el rango de 2,15 V a 2,2 V por vaso a 25 °C.
- El "voltaje de fin de carga" y el "voltaje de reposición" deben corregirse por temperatura a razón de 4 mV/°C a 5 mV/°C por vaso.

Para la protección contra la sobredescarga, el regulador desconecta la batería de los equipos de consumo cuando la tensión alcanza el umbral definido por U_{sd}. A partir de esta desconexión, la batería será



(A) *Carga* (B) *Descarga*

FIGURA 7.8: *Histéresis de protección frente a sobrecarga y sobredescarga en un regulador.*

sometida a un proceso de carga por el generador fotovoltaico y su tensión subirá. Cuando ésta alcance el valor de reconexión, U_{rd}, conecta de nuevo la batería a los equipos de consumo. En la práctica, la selección del voltaje de desconexión debe buscar una solución de compromiso entre un usuario satisfecho (valores bajos de desconexión que maximizan la disponibilidad de energía) y la protección de la batería y otros componentes del sistema (valores altos de desconexión que alejan el riesgo de sobredescarga). Es conveniente el uso de avisos luminosos en el regulador que alerten de la cercanía de la desconexión para que el usuario pueda alterar la pauta de consumo y adaptarse al funcionamiento del sistema. Existe una amplia variedad de combinaciones de sistemas de alarma, siendo destacable el código de colores tipo semáforo. Nuevamente, los voltajes de desconexión y reconexión de carga deben adaptarse a cada tipo de batería. Sin embargo, a diferencia de la protección contra sobrecarga, es preferible no recurrir a valores universales para estos umbrales y es conveniente recurrir a las recomendaciones del fabricante o ensayos en laboratorio para establecer los valores adecuados.

7.2.3. Luminarias

Las cargas típicas en los sistemas domésticos son luminarias, radios y televisores, correspondiendo generalmente a la iluminación la parte más importante del consumo energético. Por razones de eficiencia, se recomienda el uso de lámparas fluorescentes.

Una lámpara fluorescente convencional está formada por un tubo de descarga con gas a baja presión, un recubrimiento de una mezcla de polvos fluorescentes y dos electrodos en los extremos. Aplicando tensión entre los electrodos, debido a la ionización permanente del gas se produce el movimiento de las partículas cargadas (corriente eléctrica). La ionización permanente es producida por la radiación exterior, y por tanto, es limitada. Alcanzado un umbral de tensión, la causa de ionización cambia: la tensión aplicada supone un campo eléctrico suficiente como para comunicar energía a los electrones, que ahora son capaces de ionizar a los átomos del gas. Este proceso se realimenta y se produce un efecto avalancha. A partir de esta etapa, con pequeños incrementos de tensión la corriente aumenta rápidamente, hasta alcanzar un límite que ocasiona un arco eléctrico, que debe ser controlado. Este arco eléctrico afecta al gas, que emite energía electromagnética que es absorbida por el material fluorescente para producir radiación en el rango de lo visible. Al encender el tubo con picos de alta tensión, se produce desgaste en los electrodos por el bombardeo iónico. Así, el proceso de encendido es el que más contribuye a la degradación de los tubos fluorescentes. Un método alternativo consiste en precalentar los electrodos (con un circuito basado en un condensador y en una resistencia) facilitando el paso a la etapa de emisión termoiónica, y acortando el período de encendido.

Es necesario el uso de un circuito auxiliar denominado balasto, capaz de adecuar la tensión de entrada a la tensión de encendido necesaria para que fluya corriente por el tubo, regular la corriente que circula por el tubo una vez que se ha producido el encendido para evitar su destrucción y precalentar los electrodos para reducir el impacto que produce el proceso de encendido.

La serie de encendidos y apagados repetidos degradan los componentes del tubo recortando la vida de la lámpara. En la Norma Técnica Universal [EL98] se recomienda que la lámpara resista un mínimo de 10 000 ciclos de encendido y apagado, y en todo caso, deberá resistir 5 000 ciclos.

En las especificaciones técnicas de las lámparas fluorescentes se emplean algunos conceptos de luminotecnia. Recogemos aquí los más básicos y frecuentes:

- Flujo radiante: es la potencia emitida por la fuente luminosa (Unidad: Watio).
- Flujo luminoso: es la potencia emitida capaz de producir sensación luminosa en el ojo humano (Unidad: Lumen).
- Iluminación de una superficie sobre la que incide un flujo luminoso es el ratio entre flujo y superficie (Unidad: lux, lumen/m^2).
- Eficiencia de la luminaria (tubo y balasto) es la relación entre potencia eléctrica consumida por el conjunto y la potencia luminosa producida (Unidad: Lumen/Watio). Se recomienda que esta eficiencia sea superior a 50 lm/W, y en todo caso, debe ser superior a 35 lm/W.

7.3. Dimensionado de un SFA

7.3.1. Conceptos generales

El dimensionado de un SFA consiste en decidir el tamaño del generador fotovoltaico y acumulador que serán capaces de proporcionar la energía requerida por una determinada carga a partir de la radia-

ción disponible en la zona. Debido al comportamiento aleatorio tanto de la radiación como del consumo, existirá una probabilidad no nula de que la energía requerida por la carga no siempre pueda ser proporcionada por el sistema fotovoltaico. De hecho, comprobaremos más adelante que intentar reducir esta probabilidad conduce a aumentar indefinidamente el tamaño del generador y el acumulador. Por tanto, el diseñador está nuevamente abocado a una decisión de compromiso entre el coste y la fiabilidad del sistema. Es de uso común caracterizar la fiabilidad del sistema energético mediante la probabilidad de pérdida de carga (LLP, *Loss of Load Probability*), definida como la relación entre la energía que no puede suministrar el sistema fotovoltaico, E_{def}, y la energía solicitada por la carga, L durante todo el período de funcionamiento (ecuación 7.8):

$$LLP = \frac{E_{def}}{L} \tag{7.8}$$

El tamaño del generador y el acumulador vienen definidos por sus respectivas capacidades normalizadas con la energía solicitada por la carga, L. Así, la capacidad del generador, C_A, es la relación entre la energía media que puede producir el generador y la energía consumida por la carga en un periodo determinado (ecuación 7.9):

$$C_A = \frac{\eta_G \cdot A_G \cdot \overline{G_d}(\beta, \alpha)}{L} \tag{7.9}$$

siendo η_G y A_G la eficiencia y el área del generador fotovoltaico[3], y $\overline{G_d}$ la irradiación media incidente en la superficie del generador. Con esta definición de tamaño de generador se deduce que, para la misma carga, un generador puede ser aceptable con una radiación determinada (el valor de C_A es mayor que 1) pero puede ser pequeño con una radiación menor (C_A menor que la unidad).

Dado que la energía producida por el generador se calcula a partir de la irradiación incidente, es posible definir diferentes capacidades de generador para diferentes períodos temporales. Por ejemplo, si están disponibles las medias mensuales de radiación es posible calcular las respectivas capacidades mensuales del generador. Es también muy común recurrir al denominado "mes peor", siendo aquel con peor relación entre radiación incidente y consumo. Si se considera que el consumo es constante a lo largo del año, el "mes peor" es aquel con menor valor medio de radiación diaria en el plano del generador.

Dado que la información comúnmente disponible es la radiación horizontal y que la transformación desde el plano horizontal al inclinado no es tarea evidente, es útil definir un parámetro alternativo de capacidad del generador, $C_A^{'}$, calculada a partir de la radiación horizontal (ecuación 7.10):

$$C_A^{'} = \frac{\eta_G \cdot A_G \cdot \overline{G_d}(0)}{L} \tag{7.10}$$

Estas dos capacidades se relacionan entre sí mediante la ecuación 7.11:

$$C_A^{'} = C_A \cdot \frac{\overline{G_d}(0)}{\overline{G_d}(\beta, \alpha)} \tag{7.11}$$

En lo que se refiere a la batería, su capacidad de acumulación se define como la relación entre la capacidad útil del acumulador y la energía consumida por la carga (ecuación 7.12):

$$C_S = \frac{C_U}{L} = \frac{C_B \cdot PD_{max}}{L} \tag{7.12}$$

Ahora la tarea de dimensionado consiste en determinar la mejor combinación de C_A y C_S que implica el menor coste para una determinada fiabilidad (LLP). De forma sencilla podemos decir que una determinada fiabilidad puede ser obtenida, por ejemplo, con la combinación de un generador grande (C_A alta) y un acumulador pequeño (C_S baja). En esta combinación el generador fotovoltaico será capaz de asumir la carga requerida durante periodos muy prolongados y, por tanto, la energía que suministrará la batería será pequeña. Otra posibilidad es optar por un generador pequeño (C_A baja) y un acumulador grande (C_S alta). En esta combinación el generador presentará frecuentemente déficits de energía que deberán ser cubiertos por la batería. De esta breve discusión aprendemos que un mismo valor de LLP puede ser obtenido con varias combinaciones de C_A y C_S. La elección de una de estas combinaciones

[3] Recordemos que la potencia nominal del generador se calcula a partir de estos dos parámetros mediante la ecuación $P_g^* = \eta_G^* \cdot A_G \cdot G_{stc}$.

requiere tomar en consideración diferentes aspectos del coste y del funcionamiento del sistema y de las cargas asociadas.

Para comprender bien el ejercicio de elección, es útil diferenciar entre el ciclado diario y el ciclado estacional. El ciclado diario es la serie de cargas y descargas de la batería que se producen durante un periodo diario. El ciclado estacional es la serie de cargas y descargas que se producen durante un periodo prolongado de duración variable (no necesariamente ligado a una estación anual, como podría sugerir su nombre). La profundidad de descarga asociada al ciclado diario, PD_d, está relacionada con el consumo nocturno, L_n, y por tanto exclusivamente con la capacidad de la batería: $PD_d = \frac{L_n}{C_B}$. Sin embargo, la duración, D, y profundidad de descarga, PD_e, del ciclado estacional están ligados al tamaño del generador, al consumo diario (diurno y nocturno) y a la radiación disponible. Este ciclado ocurre cuando se suceden días cuya radiación es inferior a la considerada en diseño, y por tanto el generador no es capaz de suministrar la energía requerida por la carga. En estos períodos la batería debe proporcionar la energía necesaria con su consiguiente descarga progresiva. Como previamente se señaló, para evitar la degradación excesiva de la batería es necesario definir un valor de profundidad descarga máxima, PD_{max}, de forma que $PD_e < PD_{max}$.

Retomando la discusión anterior, la combinación de C_A alta y C_S baja conduce a ciclados diarios con valores altos de PD_d con ciclados estacionales cortos. Las descargas profundas y frecuentes asociadas al valor alto de PD_d son perjudiciales para la batería, mientras que la corta longitud de los ciclados estacionales es beneficiosa. La estratificación será fácilmente compensable con sobrecargas controladas aplicando el mantenimiento adecuado.

La combinación de C_A baja y C_S alta conduce a ciclados diarios con baja PD_d y ciclados estacionales largos. La baja PD_d es beneficiosa para la batería, pero la longitud de los ciclados estacionales puede favorecer la sulfatación y la estratificación. En este caso, dado el tamaño relativo del generador frente al acumulador, la frecuencia de sobrecargas será baja y la estratificación no será tan fácilmente compensada.

Como señalábamos al principio de este capítulo, existen ciertas aplicaciones que exigen LLP virtualmente nulos o redes de consumo de un tamaño tal que exigen un generador y acumulador excesivamente grandes. En estos casos es habitual que el SFA incluya un grupo electrógeno que suministra la energía deficitaria y permite reducir el tamaño del SFA. La combinación de un generador FV, un acumulador electroquímico y un grupo electrógeno permite reducir el tamaño del generador FV y el acumulador con la aportación energética del grupo, mientras que el generador fotovoltaico permite reducir las horas de funcionamiento del grupo, y por tanto el gasto en combustible y consiguiente mantenimiento. Así, el dimensionado de estos sistemas híbridos es un ejercicio de optimización que deberá tener en cuenta el coste de adquisición, operación y mantenimiento de todos los equipos. El lector interesado en el diseño de estos sistemas puede acudir a la documentación suministrada con los programas informáticos HOMER [Hom] y Hybrid2 [Hyb].

7.3.2. Métodos

Método de la LLP

Por simplicidad en la exposición supondremos que el consumo es constante a lo largo del año y que sólo ocurre por la noche. También asumiremos que los componentes del sistema FV no tienen pérdidas (quedarán incluidas dentro de C_A y C_S) y pueden ser descritos por relaciones lineales [LN00].

Así, el estado de carga, SOC_j, al finalizar un día j determinado estará relacionado con el estado de carga del día anterior, SOC_{j-1}, la energía aportada por el generador fotovoltaico y el consumo realizado (ecuación 7.13).

$$SOC_j = \min[SOC_{j-1} + \frac{C_A \cdot G_{d,j}}{C_s \cdot \overline{G_d}} - \frac{1}{C_s}; 1] \tag{7.13}$$

Se considera que hay déficit de energía cuando la almacenada al final del día no es suficiente para abastecer el consumo diario, $SOC_j \cdot C_s \cdot L < L$. Reformulando esta expresión, la energía que el sistema no podrá entregar a la carga durante el día j, E_{def}, se calcula con la ecuación 7.14:

$$E_{def} = \max\{\frac{1}{C_s} - SOC_j; 0\} \tag{7.14}$$

Recordando la definición de LLP dada por la ecuación 7.8 obtenemos la ecuación 7.15:

$$LLP = \frac{\sum_1^N E_{def}}{N \cdot L} \tag{7.15}$$

donde N es la longitud en número de días del período al que se extiende el cálculo. Con estas ecuaciones es posible simular el funcionamiento de los sistemas definidos por diferentes combinaciones de C_A y C_S. En base a estas simulaciones es posible relacionar el coste del sistema con la fiabilidad entregada.

Es importante tener en consideración que este proceso de cálculo se apoya en series de valores de radiación solar que reproducen el comportamiento estadístico de la irradiación durante un período de tiempo más o menos prolongado. La predicción del comportamiento del sistema en base a estas series temporales está necesariamente limitada por la incertidumbre asociada a este comportamiento. Debe quedar claro que no es un problema derivado de un modelo de ajuste que pueda ser mejorado para reducir la incertidumbre, sino de un factor intrínseco ligado al hecho de que la radiación es un proceso estocástico que, por definición, varía su comportamiento a lo largo del tiempo con una componente aleatoria impredecible. Así, es posible demostrar que los ejercicios de cálculo para probabilidades de pérdida de carga inferiores a $LLP = 1 \times 10^{-2}$ carecen de utilidad [Nar01].

Es posible condensar estas simulaciones para cada localidad, ajustando las curvas isofiables a una ecuación analítica:

$$C_A^{'} = f \cdot C_S^{-u} \tag{7.16}$$

donde f y u son dos parámetros sin significado físico dependientes del LLP deseado a través de las ecuaciones:

$$f = f_1 + f_2 \cdot \log(\text{LLP}) \tag{7.17}$$

$$u = \exp(u_1 + u_2 \cdot \text{LLP}) \tag{7.18}$$

donde f_1, f_2, u_1 y u_2 son parámetros dependientes de la localidad en cuestión. Para su determinación es necesario realizar varias simulaciones previas aunque algunas curvas están disponibles en la referencia [EL92].

A modo de ejemplo, los parámetros correspondientes a Madrid son $f_1 = -0{,}2169$, $f_2 = -0{,}7865$, $u_1 = -1{,}2138$ y $u_2 = -15{,}280$. La figura 7.9 recoge varias curvas isofiables correspondientes a Madrid para valores de LLP entre 1×10^{-1} y 1×10^{-2}. Por ejemplo, para obtener un $LLP = 1 \times 10^{-2}$ se puede optar por un generador con $C_A^{'} = 1$ y un acumulador con $C_S = 4$ o por un generador con $C_A^{'} = 1{,}2$ y un acumulador con $C_S \simeq 1{,}5$. Comprobamos que aumentar la fiabilidad implica sistemas más grandes, aunque esta relación no es lineal, tal y como se muestra en la figura 7.10 (en la que se ha fijado un valor del acumulador igual a $C_S = 3$) .

Métodos basados en la experiencia

En base a los sistemas instalados y en funcionamiento, es posible establecer valores de C_A y C_S que se adaptan bien a las aplicaciones más comunes, sin llevar a cabo el cálculo detallado del funcionamiento del sistema. La ventaja evidente de este método es la sencillez, si bien como contrapartida no permite establecer análisis de fiabilidad. En la actualidad, esta aproximación al dimensionado del sistema es, con diferencia, la más empleada en las licitaciones de electrificación rural fotovoltaica.

Según la Norma Técnica Universal [EL98] los valores recomendados para sistemas domésticos son $C_A = 1{,}1$ y $3 \leq C_S \leq 5$, mientras que para aplicaciones profesionales son $1{,}2 \leq C_A \leq 1{,}3$ y $5 \leq C_S \leq 8$. Estos valores de utilización general pueden ser sustituidos en el caso de España por los recogidos en la Tabla 7.1.

TABLA 7.1: *Valores recomendados de capacidad del generador C_A y capacidad del acumulador C_S aplicables a SFA en España [Lor06].*

	Aplicación			
	Doméstica		Profesional	
Zona	C_A	C_S	C_A	C_S
Norte de España	1,2	5	1,3	8
Sur de España	1,1	4	1,2	6

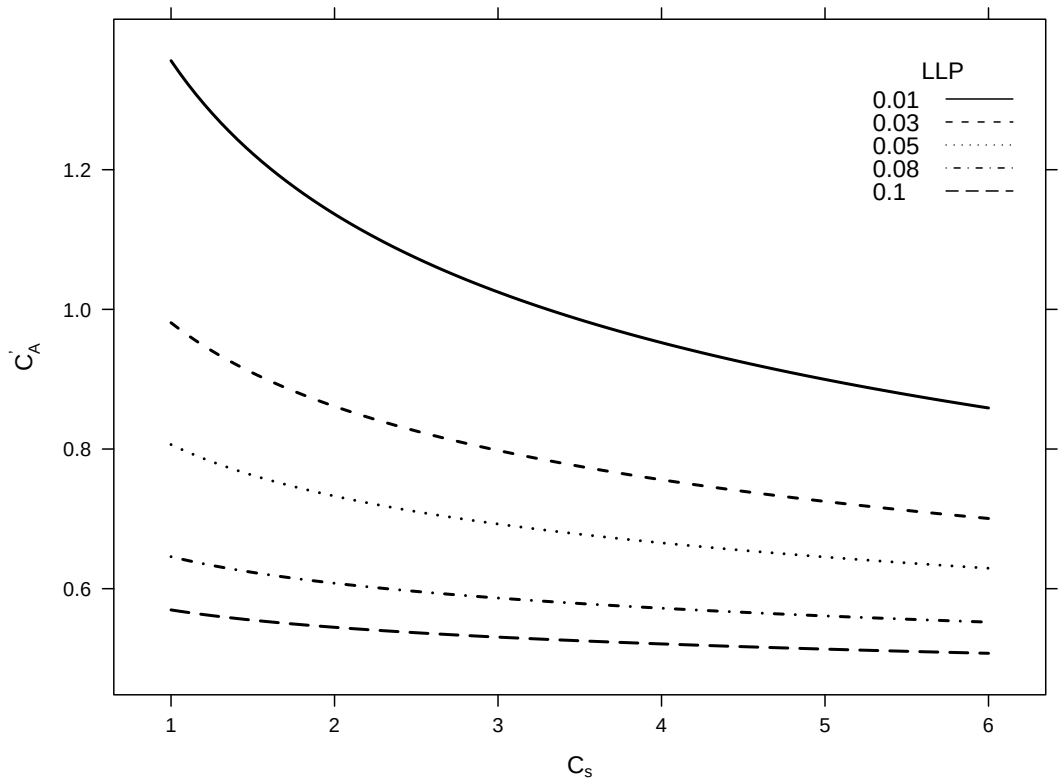


FIGURA 7.9: *Curvas LLP.*

7.3.3. Configuración de generador y acumulador

Una vez elegidos los valores de C_A y C_S, se deben configurar el generador y batería de acuerdo a las tensiones de trabajo. Recordemos que es la batería la que impone la tensión de trabajo. Normalmente los SFA no incorporan buscador de MPP como es común en los sistemas fotovoltaicos conectados a red, aunque es posible configurar la batería y el generador para que la tensión de la batería, V_b, esté cerca del MPP, V_{mpp} (considerando la influencia de la temperatura). En base a la tensión de la batería obtenemos las ecuaciones 7.19 y 7.20:

$$L = V_b \cdot Q_L \tag{7.19}$$

$$\eta_G \cdot A_G \cdot G_{stc} = I_g^* \cdot V_b \tag{7.20}$$

donde η_G incluye las pérdidas debidas a la temperatura de funcionamiento, y de ahí que consideremos que $V_{mpp} \simeq V_b$. A partir de las ecuaciones 7.9 y 7.12 se obtienen las ecuaciones 7.21 y 7.22:

$$I_g^* = \frac{C_A \cdot Q_L \cdot G_{stc}}{\overline{G_d}(\beta, \alpha)} \tag{7.21}$$

$$C_U = C_S \cdot Q_L \tag{7.22}$$

siendo I_g^* la corriente del generador en el punto MPP en condiciones STC[4], Q_L la carga a satisfacer en amperios-hora, y C_U la capacidad útil de la batería en amperios-hora. Al elegir el regulador, su tensión de funcionamiento deberá estar en consonancia con la del sistema. Se recomienda que su corriente máxima sea un 20 % superior a la de funcionamiento del sistema.

[4]En este punto estamos despreciando las pérdidas debidas a la temperatura. Esta aproximación es asumible teniendo en cuenta que, a la hora de configurar eléctricamente el generador, los valores discretos de tensión y corriente de módulos disponibles en el mercado conducen a tamaños de generador mayor de lo que resulta de la ecuación 7.20

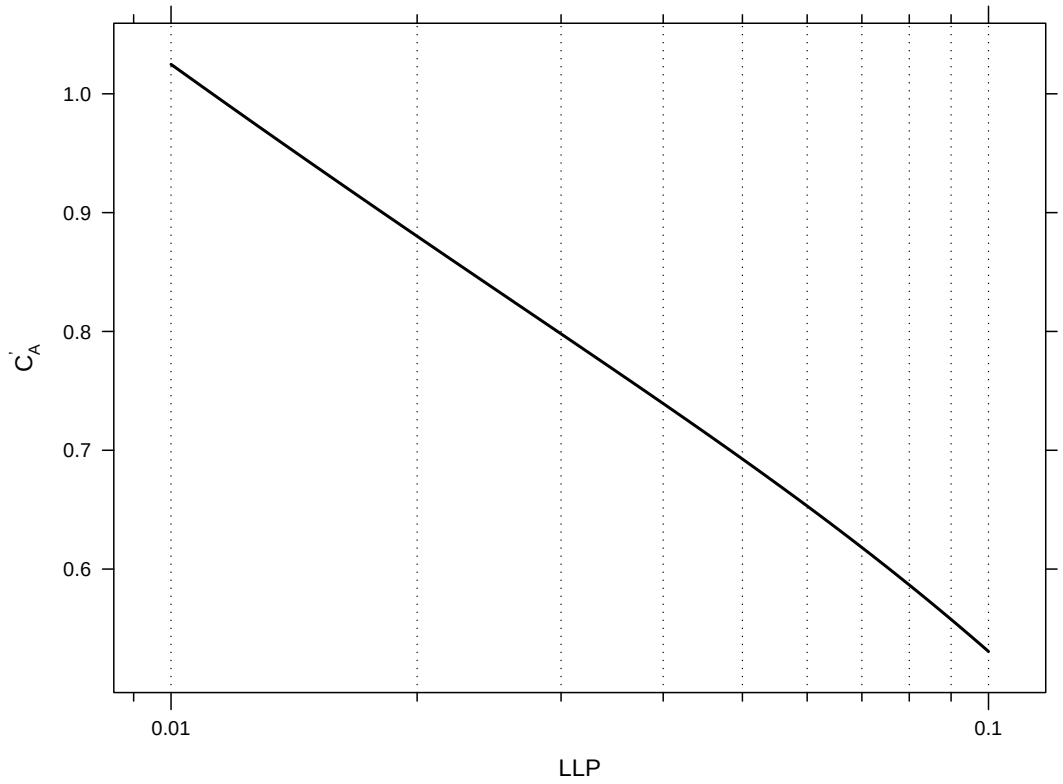


FIGURA 7.10: *Relación entre C_A' y LLP para $C_S = 3$ (escala logarítmica en LLP).*

No todos los valores de tensión de batería están disponibles en el mercado. Los vasos tienen una tensión nominal de 2 V, y las baterías comerciales son agrupaciones serie de vasos para ofrecer tensiones nominales de 12 V, 24 V y 48 V. Lo mismo sucede con los valores de capacidad de batería y corriente del generador. Por esta razón, al elegir equipos que se adapten a los resultados de las ecuaciones 7.21 y 7.22, generalmente sobredimensionaremos ligeramente el generador, la batería o ambos para que la configuración eléctrica se adecue al dimensionado del sistema. Dado que los resultados de las ecuaciones 7.21 y 7.22 corresponden a equipos nuevos y en condiciones nominales, en algunos casos puede ser conveniente incorporar un factor de seguridad para tener en cuenta la disminución de la capacidad asociada al envejecimiento.

La evolución de los elementos que componen el acumulador no es homogénea y aparecerán diferencias que se acentuarán con el tiempo. Esta dispersión de características es dañina porque el regulador impondrá las mismas condiciones de trabajo a todos los elementos, de forma que aquellos menos robustos alcanzarán su fin de vida útil de forma más precipitada que si no hubieran formado parte de la agrupación. Cuando el acumulador está compuesto por elementos en serie, estos problemas pueden ser solventados en gran medida con sobrecargas controladas para homogeneizar el conjunto. Esta técnica no soluciona el problema cuando la agrupación incluye conexiones de vasos en paralelo. Por esta razón, la Norma Técnica Universal marca como obligatorio evitar la conexión en paralelo de más de dos baterías y en todo caso debe impedirse la conexión en paralelo de dos baterías diferentes o una batería nueva con una vieja.

7.3.4. Orientación e inclinación del generador

Como se estudió en la sección correspondiente de los sistemas de conexión a red (sección 6.3.1), el generador fotovoltaico deberá contar con una orientación e inclinación particularmente adaptadas al lugar y a la aplicación. Nuevamente, la orientación siempre será hacia el Sur en el hemisferio Norte y hacia el Norte en el hemisferio Sur. Sin embargo, la inclinación depende ahora, no sólo de la latitud sino también del perfil del consumo. Así, para instalaciones con consumos constantes o similares a lo largo del año, el objetivo es maximizar la radiación en los meses de menor insolación y por tanto la inclinación

debe ser $\beta = |\phi| + 10°$. Para instalaciones con consumo menor en los meses de baja radiación se busca maximizar la radiación en los equinoccios y de ahí que $\beta = |\phi|$. Finalmente, para instalaciones con uso predominante en verano conviene emplear un ángulo inferior a la latitud, $\beta = |\phi| - 10°$. En general, la inclinación debe superar los 15°para conseguir que la lluvia pueda desplazar la suciedad acumulada en los paneles.

7.3.5. Cálculo del consumo

Las cargas conectadas a un SFA pueden ser de corriente continúa y corriente alterna. Suponiendo conocida la energía requerida por cada grupo de cargas (o de forma equivalente, su potencia nominal y horas típicas de uso), la energía total, L_T, que debe entregar el SFA viene dada por la ecuación 7.23

$$L_T = \frac{L_{dc}}{\eta_r} + \frac{L_{ac}}{\eta_{inv}} \tag{7.23}$$

siendo L_{dc} la energía debida a las cargas de corriente continua, L_{ac} la debida a las cargas de corriente alterna, y η_r y η_{inv} los rendimientos energéticos del regulador y el inversor, respectivamente. Parte de la energía producida por el generador fotovoltaico llega a las cargas después de haber sido transformada en la batería. Ya vimos que la eficiencia de transformación de la batería dependía de su estado de carga, alcanzando valores bajos al acercarse al fin de carga. Dicho de otra forma, parte de la energía que produce el generador fotovoltaico no llegará a las cargas, pero debe ser tenida en cuenta en el cálculo como una pérdida más. Utilizaremos un rendimiento promedio, η_{bat}, que tendrá en cuenta la eficiencia de la batería en los diferentes estados de carga y el porcentaje de energía que transita directamente entre el generador y las cargas sin atravesar la batería. Otras pérdidas que deben ser tenidas en cuenta son las debidas al efecto Joule en los cables, η_c. Por tanto, el valor final de L resulta de la ecuación 7.24:

$$L = \frac{L_T}{\eta_{bat} \cdot \eta_c} \tag{7.24}$$

Como valores orientativos pueden utilizarse $\eta_{inv} = 0{,}9$, $\eta_r = 0{,}95$, $\eta_{bat} = 0{,}85$ y $\eta_c = 0{,}98$.

Hasta aquí hemos considerado conocido el consumo requerido por las cargas conectadas al SFA. Sin embargo, el carácter aleatorio del comportamiento humano dificulta la caracterización del consumo eléctrico. Recogemos aquí las palabras de dos investigadores brasileños [MZ08]:

> "[...] teóricamente, en una sociedad igualitaria la representación gráfica del consumo eléctrico debiera seguir la forma de una distribución Normal. Obviamente, en este caso [...] la mayoría de las familias mostrarían un consumo cercano a la media. Sin embargo, no es esto lo que ocurre, sino que en la realidad este comportamiento se corresponde con una distribución Gamma. En palabras sencillas, lo que esta función y sus parámetros relacionados expresan es que 'mucha gente consume poco y poca gente consume mucho'. Este hecho se debe a la interrelación de una serie de factores técnicos, de gestión, psicológicos, geográficos, demográficos, socioculturas y económicos. Todos ellos, dependiendo del grado de predominancia de cada uno, con mayor o menor intensidad definen el nivel de consumo eléctrico de cada familia."

Como ejemplo, en la figura 7.11 se recoge la modelización del consumo eléctrico mensual de las poblaciones brasileñas analizadas en la citada referencia. Es destacable cómo tanto la distribución de probabilidad como el valor medio dependen de la localidad.

A la hora de dimensionar el sistema, será necesario adoptar un conjunto pequeño de valores estándar aplicables a diferentes grupos de consumo indentificables con las curvas mostradas. Con este conjunto de valores estándar de consumo se lleva a cabo el proceso de dimensionamiento de varios SFA correspondientes a cada grupo. Esta estandarización es necesaria para conseguir reducir costes, para facilitar la gestión de la logística y la instalación, y para poder prestar un servicio de mantenimiento eficiente. Sin embargo, al tratar a todos los usuarios de un mismo grupo como si su consumo fuese idéntico se obtendrán SFA cuya fiabilidad no será la de diseño. En la figura 7.12 se analiza esta situación [LN00]. En primer lugar se calcula el tamaño de un generador y una batería para satisfacer un determinado consumo, L_{base}, con una fiabilidad determinada, LLP_{base}. Con los resultados de este caso base, manteniendo invariables el tamaño del generador y batería, se calcula la fiabilidad que corresponde a consumos diferentes a los del caso base. La curva que relaciona el ratio $\frac{LLP}{LLP_{base}}$ con $\frac{L}{L_{base}}$ muestra, por ejemplo, cómo una variación del 60 % en el consumo implica disminuir a la mitad la fiabilidad del sistema. De aquí

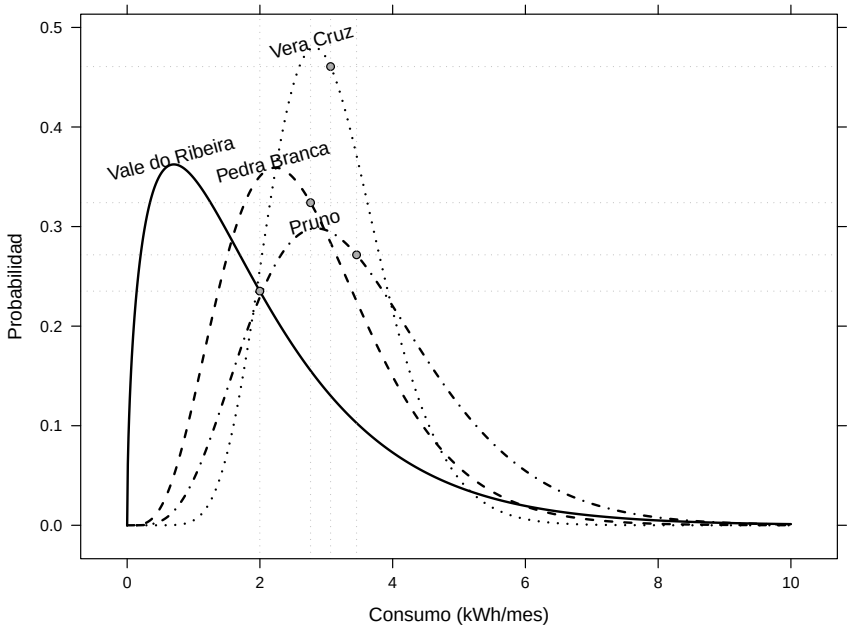


FIGURA 7.11: *Distribución de probabilidades del consumo mensual en cuatro localidades brasileñas analizadas en [MZ08]. Se señala el valor medio de consumo en cada una las curvas.*

se concluye que empeñarse en un ejercicio de dimensionado de gran precisión carece de demasiada utilidad. Más importante resulta emplear los métodos reseñados para tomar las decisiones oportunas que garanticen el buen funcionamiento del sistema elegido en un amplio abanico de condiciones de funcionamiento, tanto ambientales como humanas.

Aún así, y con la debida cautela derivada de los comentarios anteriores, es útil establecer unos escenarios de consumo que sirvan de orientación para los primeros cálculos. Quedan recogidos en la tabla 7.2.

Cerramos este capítulo recomendando la referencia [Ing99] al lector interesado en los aspectos sociológicos de la comunidad receptora que influyen en el diseño, implantación y mantenimiento de un sistema fotovoltaico.

TABLA 7.2: *Escenarios de consumo para SFA [Lor06].*

Aplicación	Hipótesis de consumo	Criterio de dimensionado
SHS1	▪ Iluminación ▪ Radio ▪ TV b/n ▪ Sin frigorífico ▪ 120 Wh/día	$C_A = 1{,}1$ $3 \leq C_s \leq 5$
SHS2	▪ Iluminación ▪ Radio ▪ TV color ▪ Sin frigorífico ▪ 250 Wh/día	$C_A = 1{,}1$ $3 \leq C_s \leq 5$
SHS3	▪ Iluminación ▪ radio ▪ TV color ▪ Con frigorífico eficiente ▪ 1000 Wh/día	$C_A = 1{,}1$ $C_S = 5$
Centrales	▪ Todo AC ▪ 500 Wh/día por vivienda	$C_A = 1{,}1$ $C_S = 5$

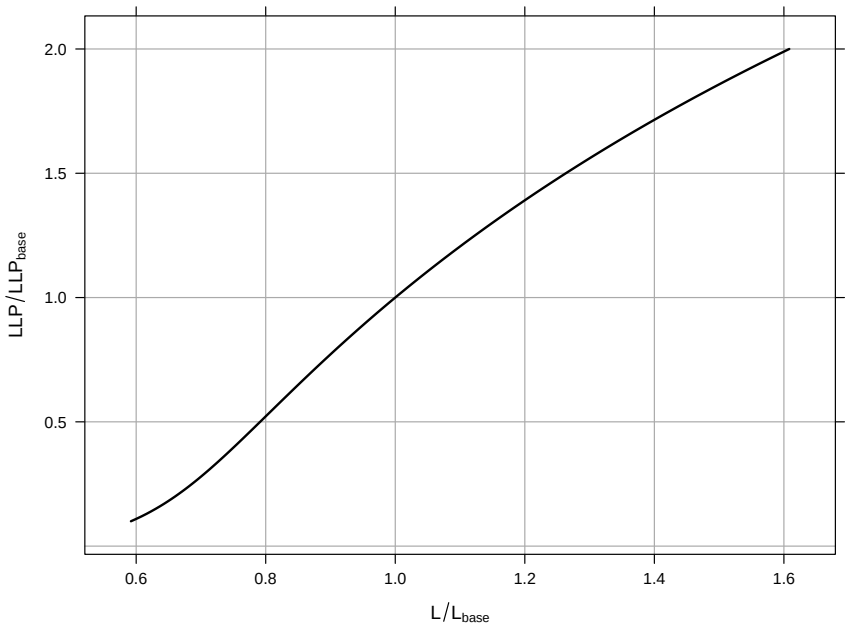


FIGURA 7.12: *Relación entre el consumo y la fiabilidad cuando se mantienen invariables el tamaño de un generador y una batería dimensionados para satisfacer un consumo L_{base} con una LLP_{base}.*

Capítulo 8

Sistemas Fotovoltaicos de Bombeo

8.1. Conceptos generales

Un sistema fotovoltaico de bombeo (SFB) emplea un generador fotovoltaico para alimentar una motobomba y extraer agua de un pozo, almacenarla en un depósito o transportarla de un lugar a otro.

Esta aplicación de la tecnología fotovoltaica posee dos peculiaridades que la hacen particularmente atractiva. En primer lugar, las curvas de generación y de consumo están bien adaptadas: las épocas de mayor radiación solar y consiguiente productividad eléctrica son a la vez las de mayor consumo de agua. En segundo lugar, no es necesario emplear acumuladores electroquímicos para almacenar energía y dotar de autonomía al sistema: un depósito elevado de agua almacena energía potencial de forma más barata, segura, eficiente y fiable. Se habla entonces de un sistema fotovoltaico de bombeo directo (SFBD). Dado que el empleo de depósitos de agua como medio de acumulación es, con diferencia, la configuración más extendida, a lo largo de este capítulo obviaremos esta distinción.

8.2. Componentes

La figura 8.1 muestra los principales componentes de un SFB: el generador fotovoltaico, la motobomba, el equipo de acoplamiento entre generador y motobomba, el circuito hidraúlico y el depósito de agua. Se recogen a continuación las características principales de cada uno de ellos.

8.2.1. Motobomba

En sistemas fotovoltaicos es frecuente el empleo de motobombas, equipos que integran de forma conjunta un motor eléctrico que acciona la bomba de agua. Veamos el funcionamiento de un motor eléctrico y de una bomba de agua.

Motores eléctricos

Un motor eléctrico es una máquina eléctrica que transforma energía eléctrica en energía mecánica por medio de interacciones electromagnéticas. Repasemos brevemente algunos conceptos fundamentales de electromagnetismo que nos servirán para comprender el funcionamiento de los motores eléctricos.

Desde la experiencia de Oersted es sabido que una corriente eléctrica crea un campo magnético en torno al conductor que la transporta. Además, según la ley de Lorentz, un campo magnético ejerce una fuerza sobre una carga eléctrica en movimiento. Así, un conductor por el que circula corriente, situado en el seno de un campo magnético, altera este campo magnético al crear uno nuevo, y dado que la corriente es carga eléctrica en movimiento, experimenta una fuerza que lo expulsa para disminuir la alteración (fuerza de Ampere).

Por otra parte, tal y como describe la ley de inducción electromagnética de Faraday, entre los puntos extremos de una espira atravesada por un campo magnético, aparece una tensión inducida siempre que el flujo magnético sea variable. Esta condición se cumple cuando la espira está en movimiento, cuando el campo magnético es variable, o cuando ambas situaciones coinciden. La tensión inducida es

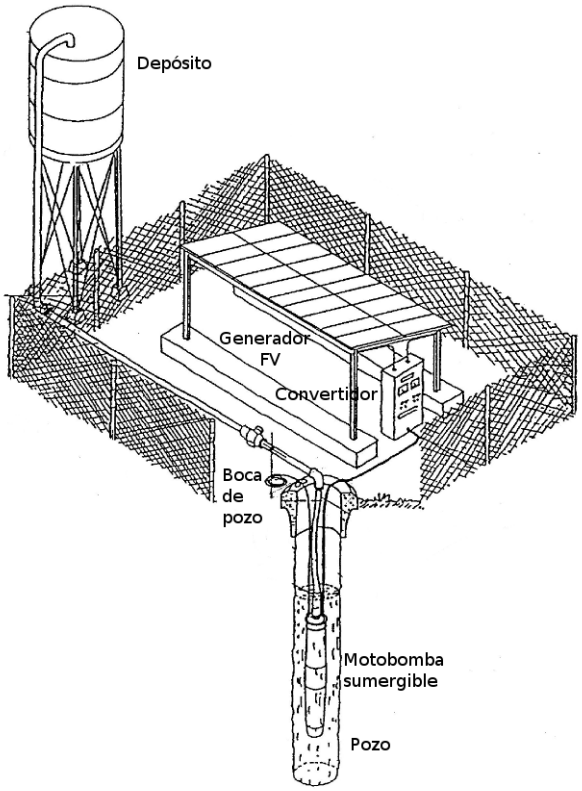


FIGURA 8.1: *Componentes de un sistema fotovoltaico de bombeo de agua. Adaptado de [LN06].*

directamente proporcional a la rapidez con que cambia en el tiempo el flujo magnético que atraviesa la superficie encerrada por la espira. Al elemento que emite el campo magnético se le denomina inductor y aquel que es atravesado por este flujo es el inducido.

Si la espira se cierra, circulará una corriente que, a su vez, creará un campo magnético que contrarrestará la variación de flujo. Además, al circular corriente, el campo magnético primero realizará una fuerza sobre la espira en forma de par de giro. Este par de giro es el resultado aprovechable del motor en forma de potencia mecánica. Este par busca restablecer el equilibrio existente antes de la introducción de la espira en el campo magnético intentando alinear los ejes magnéticos de inductor e inducido. Una vez que están alineados, el par es nulo y el motor cesa su movimiento. Por esta razón, los diferentes tipos de motor incorporan un mecanismo para evitar que se produzca este equilibrio. En la terminología de motores, el elemento que permanece fijo es el estator y el que realiza el giro es el rotor. Según el tipo de motor, el rotor puede ser el inducido y el estator el inductor o viceversa.

La relación entre las frecuencias eléctricas en inductor e inducido y la velocidad de giro del rotor es:

$$f_2 = f_1 - n \cdot p \tag{8.1}$$

siendo f_2 la frecuencia en el inducido, f_1 la frecuencia en el inductor, n la velocidad angular y p el número de pares de polos[1]. Aquellos motores que emplean un colector de delgas (escobillas) en el inducido modifican la frecuencia en el circuito exterior, f_L, y por tanto $f_L \neq f_2$. En base a la ecuación 8.1 se establecen las categorías de motores. Los dos motores más empleados en los SFB son el motor de continua y el motor de inducción.

El motor de continua emplea un estator-inductor alimentado por corriente DC (o imanes permanentes), alimentando el rotor-inducido mediante una corriente DC transformada en alterna con un colector

[1]Una máquina bipolar ($p = 1$) utiliza en el inductor un circuito magnético con dos polos, Norte y Sur. En esta máquina, el ángulo magnético y geométrico coinciden. En máquinas multipolares ($p > 1$) el inductor está constituido por un circuito magnético con pares Norte-Sur que se van sucediendo. En este caso, al realizar el giro completo se recorren varios ciclos magnéticos de forma que a un ángulo magnético, θ, le corresponde un ángulo geométrico, α, según la relación $\theta = p \cdot \alpha$.

de delgas. De esta forma, el giro del rotor está sincronizado con la frecuencia de la corriente transformada. En este motor se cumple $f_1 = 0$; $f_L = 0$; $f_2 = np$. El uso de escobillas somete a estos motores a un desgaste que obliga a su mantenimiento. Por esta razón, no están indicados para su empleo con bombas sumergidas. No obstante, existen motores DC sin escobillas, donde la conmutación se realiza mediante un circuito electrónico. Los motores de escobillas no necesitan inversor, tienen buen rendimiento, pero están indicados para potencias bajas.

El motor asíncrono o de inducción emplea un estator-inductor alimentado por una corriente trifásica alterna que produce un campo magnético giratorio. El rotor-inducido está constituido por espiras cortocircuitadas (jaula de ardilla). Con esta configuración, se produce un par mecánico que busca alinear el eje de las espiras con el campo giratorio consiguiendo que el rotor se mueva siguiendo al campo. En este motor se cumple $f_1 \neq 0$; $f_L = f_2 = f_1 - np$. Por tanto, la velocidad de giro es inferior a la frecuencia de alimentación, lo que confiere a este motor el nombre de asíncrono.

Este tipo de motores son los más comunes y en muchos casos más baratos que los de corriente continua. Tienen pares de arranque muy bajos, adecuados para bombas que requieren bajo par de arranque, como las centrífugas. Requieren el uso de un equipo denominado variador de frecuencia para adaptar las condiciones de trabajo del generador a las del motor.

Bombas hidráulicas

Una bomba es una máquina hidráulica que transforma la energía mecánica con la que es accionada en energía hidráulica del fluido (agua en el caso de los SFB). Al incrementar la energía del fluido, se aumenta su presión, su velocidad o su altura, todas ellas relacionadas con la conservación de la energía expresada en el principio de Bernoulli (ecuación 8.2). Cada tipo de bomba altera uno de estos factores para transportar el agua.

$$\frac{\Delta p}{\rho} + \frac{\Delta v^2}{2} + g \cdot \Delta h = cte. \tag{8.2}$$

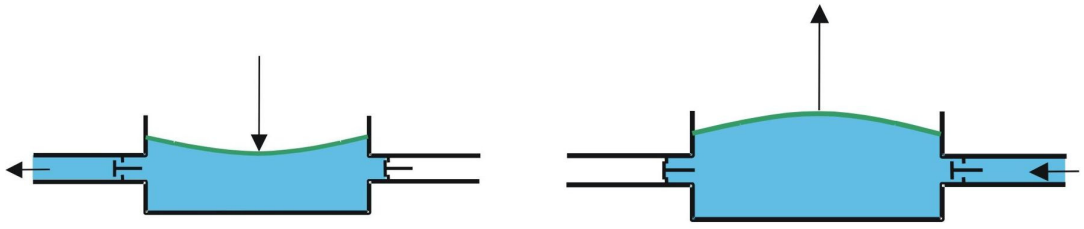
siendo p la presión, ρ la densidad del fluido, v la velocidad, g la gravedad y h la altura.

Las *bombas de desplazamiento positivo* tienen como principio el aumento de presión. Están formadas por un contorno móvil que obliga al fluido a avanzar por la máquina por cambios de volumen. Son apropiadas para altos incrementos de presión y bajos caudales. Necesitan un elevado par de arranque (por tanto, no pueden ser acopladas directamente al generador).

Se pueden distinguir entre:

- *Bombas de émbolo alternativo*, en las que existe uno o varios compartimentos fijos, pero de volumen variable, por la acción de un émbolo o de una membrana (figura 8.2). Son destacables las *bombas de diafragma*, más económicas, pero que requieren el reemplazo de los diafragmas cada dos o tres años, dependiendo del fabricante.
- *Bombas volumétricas*, en las que una masa fluida es confinada en uno o varios compartimentos que se desplazan desde la zona de entrada (de baja presión) hasta la zona de salida (de alta presión) de la máquina. En los SFB es frecuente el uso de las denominadas *bombas helicoidales* (figura 8.3).

Las *bombas rotodinámicas* tienen como principio añadir cantidad de movimiento. En este tipo de bombas hay uno o varios rodetes con álabes que giran generando un campo de presiones en el fluido. Dentro de este grupo son destacables las *bombas radiales o centrífugas* (figura 8.4), en las que el fluido entra por



(A) (B)

FIGURA 8.2: *Bomba de diafragma.*

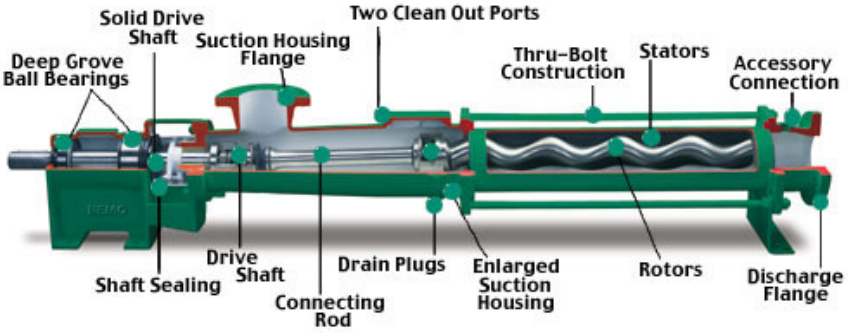


FIGURA 8.3: *Bomba helicoidal.*

el centro del rodete, que dispone de unos álabes para conducir el fluido, y por efecto de la fuerza centrífuga es impulsado hacia el exterior, donde es recogido por la carcasa o cuerpo de la bomba. El contorno de este cuerpo conduce el fluido hacia las tubuladuras de salida o hacia el siguiente rodete (también denominado etapa).

Las bombas centrífugas están diseñadas para vencer una presión más o menos constante, proporcionando elevados caudales para bajas alturas manométricas, y funcionan bien con pequeños pares de arranque. Se puede aumentar la altura que son capaces de vencer añadiendo etapas en serie en la misma bomba. Son bombas simples, robustas y de bajo coste.

Las bombas centrífugas se comportan de acuerdo a las leyes de la semejanza, según las cuales el caudal es proporcional a la velocidad de giro (ecuación 8.3), la altura es proporcional al cuadrado de la velocidad (ecuación 8.4) y la potencia mecánica en el eje de la bomba (potencia absorbida por la bomba) es proporcional al cubo de la velocidad (ecuación 8.5). Dado que la potencia mecánica es el producto del par por la velocidad angular, el par es proporcional al cuadrado de la velocidad (ecuación 8.6). Estas leyes nos serán útiles para calcular el cambio en el caudal y altura manométrica de una bomba al variar su velocidad de giro. La aplicación de estas ecuaciones produce un punto de trabajo con la misma eficiencia que el correspondiente a la velocidad de giro original. Dicho de otra forma, estas relaciones son válidas únicamente cuando se establecen entre puntos de trabajo con la misma eficiencia.

$$Q \propto n \tag{8.3}$$
$$H \propto n^2 \tag{8.4}$$
$$P_{mec} \propto n^3 \tag{8.5}$$
$$T \propto n^2 \tag{8.6}$$

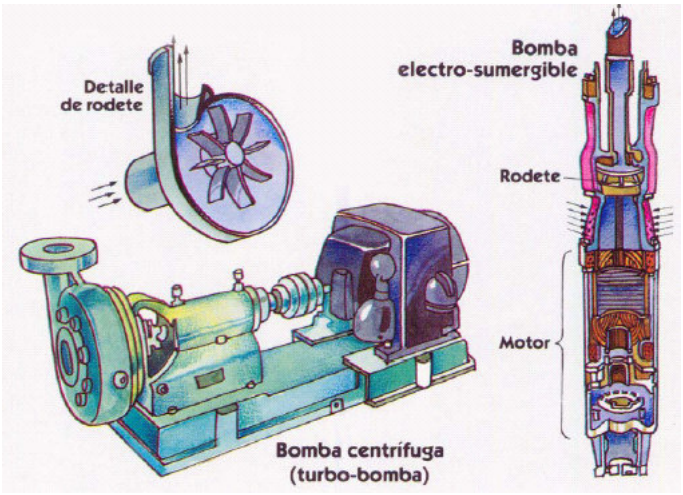


FIGURA 8.4: *Bomba centrífuga de superficie y sumergible.*

Según la disposición de la bomba puede distinguirse entre bombas sumergibles, flotantes y de superficie. Las bombas sumergibles suelen conformar un único equipo con el motor y son adecuadas para pozos profundos de pequeño diámetro. Las bombas flotantes son de aplicación en ríos, lagos o pozos de gran diámetro, lugares con elevado caudal pero escasa altura manométrica. Finalmente, las bombas de superficie funcionan por succión a nivel del suelo, facilitando el mantenimiento. Debe tenerse en cuenta que el nivel de succión es limitado y que, en caso de utilizar agua como lubricante, no deben operar en seco para evitar el sobrecalentamiento.

Configuraciones típicas

Las cuatro combinaciones de motor eléctrico y bomba de agua más empleadas en los SFV son la motobomba sumergible con motor AC y bomba centrífuga multietapa, la bomba sumergible con motor en superficie, la motobomba flotante con bomba centrífuga, y el motor DC con bomba centrífuga flotante.

Según la potencia del generador las configuraciones más comunes son:

- Sistemas de baja potencia (50 a 400 Wp): motor DC accionando una bomba de membrana y alimentado por un convertidor DC/DC.
- Sistemas de media potencia (400-1500 Wp):
  - Motobomba con bomba sumergible centrífuga multietapa y motor asíncrono alimentado por un variador de frecuencia.
  - Motobomba con bomba helicoidal y con motor DC sin escobillas accionado por un control DC.
- Potencia superior a 1 kWp: motobomba con bomba sumergible centrífuga multietapa y motor asíncrono alimentado por un variador de frecuencia.

8.2.2. Acoplamiento generador-motobomba

Un SFB integra dos equipos cuyo funcionamiento es variable con determinadas condiciones particulares. Por una parte, el generador fotovoltaico varía su curva de salida de acuerdo a la irradiancia y a la temperatura. Por otra, el conjunto motor-bomba cambia de punto de trabajo según las características de la entrada al motor y según sean las condiciones del acuífero. Para acoplar adecuadamente estos dos equipos se hace necesario el uso de un equipo adicional capaz de modificar la señal de salida del generador para adaptarla a las necesidades de la motobomba, y también de modificar el punto de trabajo de la motobomba en función de la potencia disponible en el generador. En los sistemas que emplean motores de inducción este equipo es un variador de frecuencia, y en los que incorporan un motor de continúa se trata de un convertidor DC-DC.

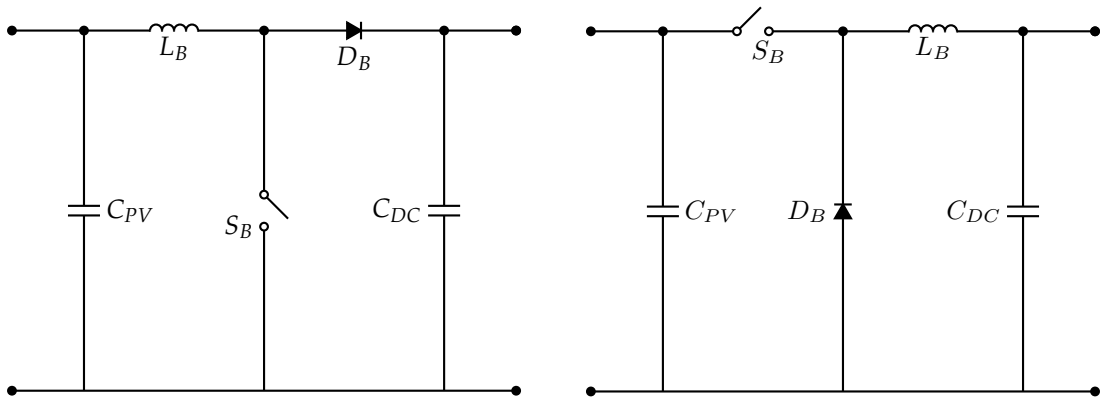
Convertidor DC-DC

Un convertidor DC-DC es un dispositivo que transforma corriente continua de una tensión a otra. En los SFB regulan la tensión de entrada a la bomba para que el arranque se realice correctamente y la estabilizan durante el funcionamiento normal. Según sea la relación deseada entre la tensión de entrada y la tensión de salida se emplea un tipo de circuito u otro. Por ejemplo, cuando se desea elevar la tensión de entrada se opta por un circuito tipo *Boost* (figura 8.5a), pero cuando es necesario que la tensión de salida sea menor que la de entrada se utiliza un circuito tipo *Buck* (figura 8.5b). La relación entre la entrada y la salida se puede regular alterando el ciclo de trabajo del dispositivo de conmutación que incorpora cada tipo de circuito.

Variador de frecuencia

El variador de frecuencia convencional transforma una señal alterna con una tensión y frecuencia determinadas en otra señal alterna con otra tensión y frecuencia diferentes. Se compone de un rectificador y un inversor DC/AC conectados a través de un bus de continua, donde el rectificador convierte la señal de entrada en continua[2], y el inversor la transforma de nuevo en alterna a la tensión y frecuencia deseada.

[2]En sistemas FV puede evitarse las pérdidas debida al rectificador conectando directamente al inversor, o bien puede asumirse esta pérdida y conectar al rectificador, lo que sirve como protección contra inversión de polaridad.



(A) *Elevador o* Boost. (B) *Reductor o* Buck.

FIGURA 8.5: *Convertidores DC-DC.*

Este equipo es el encargado de establecer el punto de trabajo al generador fotovoltaico y a la motobomba de forma que su acoplamiento sea el adecuado en las condiciones de radiación y temperatura existentes. Para fijar el punto de trabajo del generador, la práctica habitual es recurrir a un control PID[3] que toma como base una tensión de referencia adaptada al generador en particular. Es posible incorporar un buscador de MPP aunque su utilización no es muy frecuente. Para fijar el punto de trabajo de la motobomba, existen diferentes técnicas de control tales como el control vectorial o el control tensión-frecuencia o escalar. Nos detendremos en el control escalar por su frecuente aplicación.

Para comprender la estrategia de funcionamiento del control escalar, es de particular importancia saber que el par de giro máximo de un motor de inducción es proporcional al cuadrado del ratio entre la tensión y la frecuencia de entrada (ecuación 8.7) [FM03]:

$$T_{max} = k_T \left(\frac{V_1}{f_1}\right)^2 \tag{8.7}$$

Junto a esta relación será útil saber que el flujo producido es proporcional a la fuerza electromotriz que aparece en el estator, E_1, e inversamente proporcional a la frecuencia de entrada, f_1 , según expresa la ecuación 8.8:

$$\phi = \frac{E_1}{4{,}44 \cdot N_1 \cdot f_1} \tag{8.8}$$

siendo N_1 el número de espiras que componen el inductor. Salvo para bajas frecuencias es posible aproximar la tensión de entrada a la fuerza electromotriz en el estator, $V_1 \simeq E_1$. Así, la ecuación 8.8 se transforma en:

$$\phi \simeq k_\phi \frac{V_1}{f_1} \tag{8.9}$$

Por tanto, si la relación entre la tensión y frecuencia de entrada se mantiene constante, $\frac{V_1}{f_1} = \text{cte.}$, el par máximo y el flujo en el entrehierro del motor se mantendrán invariables. Este modo de control es adecuado para cargas con par constante. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que el par de las bombas centrífugas, cuando el rendimiento es constante, es proporcional al cuadrado de la velocidad de giro (ecuación 8.6). Utilizar la relación anterior para este tipo de cargas no alcanza los valores de eficiencia óptimos para el conjunto motobomba. Para este tipo de cargas se han propuesto otros modos de control, desde una modificación de la curva del control escalar de forma que $V_1 = k_V \cdot f_1^2$ [ALC03; NL06], o métodos más sofisticados como el control de deslizamiento o el control vectorial [Bos02; BPS87; Cor+08; FC91].

[3]El control proporcional-integral-derivativo (PID) es un mecanismo de control con realimentación ampliamente utilizado en sistemas de control industrial. Los tres parámetros del algoritmo del control tiene en cuenta el efecto del error actual (P), el debido a un histórico de errores recientes (I) y el causado por el ratio de variación del error (D). Los pesos de una suma ponderada de estos parámetros pueden ser modificados para ajustar el control.

La aproximación realizada en la ecuación 8.9 no es valida a bajas frecuencias. En esta región es necesario aumentar el valor de la tensión sobre la frecuencia para conseguir que el flujo magnético en el entrehierro sea el adecuado. Por otra parte, por encima de la frecuencia nominal, tanto la estrategia de control lineal como la de control cuadrático obligan a trabajar en tensiones superiores a la nominal. Dado que no es recomendable superar este umbral, a partir de este punto la estrategia consiste en mantener constante la tensión de alimentación del estator y aumentar sólo la frecuencia. De acuerdo con las ecuaciones 8.9 y 8.7, el flujo y el par máximo disminuirán, pero la potencia permanece constante con un control adecuado.

8.2.3. Protecciones para pozo y depósito

Durante el funcionamiento del sistema deben evitarse dos situaciones extremas: el vaciado del pozo y el desbordamiento del depósito.

Cuando la velocidad de extracción de agua por la bomba supera la velocidad de reposición por el manantial, el giro de la bomba se realizará en vacío con una mezcla de aire y agua. Este fenómeno, denominado cavitación, puede dañar la bomba por fricción, vibración excesiva y sobretemperatura. Un método común para evitar esta situación consiste en controlar la frecuencia de salida del variador. Cuando la motobomba trabaja en vacío, la potencia mecánica necesaria baja y con ella la corriente. Para recuperar la tensión de referencia, el variador debe subir la frecuencia indefinidamente. Una vez que se alcanza una frecuencia límite (por ejemplo, 55 Hz), esta protección debe ordenar el paro del sistema. Para permitir que el acuífero sea capaz de reponer el agua, el control debe incluir un tiempo de espera antes de rearmar la bomba.

Contra el desbordamiento del depósito caben medidas de aprovechamiento alternativo del agua. Por ejemplo, puede añadirse una canalización secundaria que conduzca el agua sobrante para otros usos como regadío, lavandería, o agua para el ganado. Otro enfoque consiste en detener la extracción de agua. Este método suele implementarse con la combinación de un presostato en la tubería y una boya en el depósito. Cuando en el depósito se alcanza un nivel determinado, la boya acciona el cierre de la entrada al depósito. Sin embargo, la bomba sigue elevando agua de forma que la presión dentro de la tubería aumenta hasta accionar el presostato. Al igual que en la protección contra el vaciado del pozo, el control debe incluir un tiempo de espera antes de reanudar la marcha para permitir que baje el nivel del depósito.

8.2.4. Circuito hidráulico

El circuito hidráulico es el conjunto de accesorios que completan la instalación desde la salida del pozo o sondeo hasta el punto de suministro, pasando por el almacenaje en depósito elevado en caso necesario. Comprende elementos tales como la tubería de impulsión, el depósito elevado, la boca de pozo, la tubería de distribución y valvulería asociada.

La tubería de impulsión es la tubería instalada a la salida de la bomba. Podrá ser de polietileno de alta densidad y calidad alimentaria, de coste menor pero con ciertos problemas a la hora de la instalación por su tendencia a enrollarse. Como alternativa están las tuberías autoportantes flexibles que evitan los problemas anteriores, aunque su coste es mayor, además de requerir terminales específicos fabricados en acero inoxidable que encarecen la instalación.

Para depósitos pequeños ($<$ 1000 L) debe elegirse un depósito plástico de color negro, ya que los colores que permiten el paso de la luz favorecen la aparición de algas y otros contaminantes. Este plástico puede ser polietileno de alta densidad para uso alimentario.

8.3. Dimensionado de un SFB

8.3.1. Potencia hidráulica, mecánica y eléctrica en un SFB

La potencia hidráulica, P_H, necesaria para bombear agua es función de la altura vertical aparente, H_v, y del caudal de agua, Q:

$$P_H = g \cdot \rho \cdot Q \cdot H_v \tag{8.10}$$

donde g es la aceleración de la gravedad, y ρ es la densidad del agua.

Expresando P_H en watios, H_v en metros y Q en m^3/h resulta la ecuación 8.11:

$$P_H = 2{,}725 \cdot Q \cdot H_V \tag{8.11}$$

Asumiendo que el agua bombeada sale por el conducto a baja velocidad, la potencia de salida de la bomba necesita satisfacer P_H más las perdidas de fricción en la tubería, P_f. Este valor se asimila a una altura equivalente H_f asociado a un caudal determinado:

$$H_t = H_v + H_f \tag{8.12}$$

La potencia eléctrica a la entrada de la motobomba, P_{el}, es:

$$P_{el} = \frac{P_H + P_f}{\eta_{mp}} \tag{8.13}$$

donde η_{mp} es la eficiencia de la motobomba.

La potencia eléctrica requerida por la motobomba es entregada por un generador FV y acondicionada por un acondicionador de potencia:

$$P_{el} = P_g^* \cdot \frac{G}{G_{stc}} \frac{\eta_g}{\eta_g^*} \cdot \eta_{inv} \tag{8.14}$$

siendo G la irradiancia en el plano del generador, η_{inv} la eficiencia del equipo de acondicionamiento de potencia y $\frac{\eta_g}{\eta_g^*}$ modela el comportamiento del generador con la temperatura.

8.3.2. Cálculo del caudal diario

El caudal diario bombeado por este conjunto es:

$$Q_d = \int_d \frac{P_g^* \cdot \frac{G}{G_{stc}} \frac{\eta_g}{\eta_g^*} \cdot \eta_{inv} \cdot \eta_{mp}}{2{,}725 \cdot H_T} \mathrm{dt} \tag{8.15}$$

Debido a las variaciones de la temperatura ambiente y de la irradiancia, y también a causa del comportamiento dinámico de los pozos, todos los parámetros mencionados anteriormente varían a lo largo del tiempo. Por tanto, la resolución de la ecuación 8.15 no es tarea evidente. Comprobando el comportamiento de una bomba bajo distintas condiciones es posible elaborar herramientas gráficas que resuelven la anterior integral para ciertas condiciones de irradiación y de temperatura ambiente, siempre considerando constante la altura total a la que se bombea el agua.

El supuesto de altura total de bombeo constante sólo ocurre cuando, por un lado, las pérdidas de fricción en la tubería son despreciables y, cuando por otro, el nivel del agua dentro del pozo se mantiene constante. Lo primero se puede asegurar usando diámetros de tubería suficientemente grandes, práctica habitual ya que el elevado coste de los sistemas de bombeo obliga al uso de sistemas de transporte y distribución eficientes. De hecho, obtener pérdidas de fricción por debajo del 5 % de la altura total ($H_f < 0{,}05 \cdot H_T$) constituye un requisito de optimización de los sistemas fotovoltaicos [NL06].

Se puede definir una "altura total equivalente", H_{TE}, como el hipotético valor constante que llevaría al mismo volumen de agua bombeada que la ecuación 8.15 [Nar01]:

$$Q_d = \frac{P_g^* \cdot}{2{,}725 \cdot G_{stc} \cdot H_{TE}} \cdot \int_{dia} G \cdot \frac{\eta_g}{\eta_g^*} \cdot \eta_{inv} \cdot \eta_{mp} \mathrm{dt} \tag{8.16}$$

Ahora, dada una H_{TE}, la ecuación 8.16 depende exclusivamente de las condiciones meteorológicas y de las características de la bomba fotovoltaica.

8.3.3. Cálculo de la altura total equivalente

En la medida de lo posible, es necesario realizar la caracterización del pozo donde se instalará la bomba. Este ensayo consiste en extraer agua con una bomba portátil, y medir la caída del nivel del agua en el pozo a un cierto caudal de bombeo y cuando dicha caída se ha estabilizado. Tres son los parámetros que completan la caracterización del pozo tras el ensayo: el nivel estático, H_{ST}, el nivel dinámico, H_{DT}, y el caudal de ensayo, Q_t. Debe tomarse en consideración que la excesiva velocidad de extracción de agua de un pozo puede dañar su superficie interna y provocar agujeros que pueden llevar a un eventual colapso del pozo. Consiguientemente, existe un caudal máximo para cada pozo, Q_{max}. De hecho, la información de los ensayos mencionados de caracterización de los pozos están, normalmente, referidos a este caudal máximo al que se puede extraer el agua de ellos ($Q_t = Q_{max}$).

Con los resultados de este ensayo es posible calcular H_{TE} mediante [Nar01]:

$$H_{TE} = H_{OT} + H_{ST} + (\frac{H_{DT} - H_{ST}}{Q_T}) \cdot Q_{AP} + H_f(Q_{AP}) \tag{8.17}$$

donde H_{OT} representa la altura desde la salida del pozo hasta la entrada al depósito y Q_{AP} el caudal aparente, calculado mediante $Q_{AP} = \alpha \cdot Q_d$, y $\alpha = 1/24 = 0{,}0416\,1/\text{h}$. El cálculo de las pérdidas de fricción en función del caudal aparente, $H_f(Q_{AP})$, se realiza recurriendo a las curvas proporcionadas por el fabricante de las tuberías o fijando un valor constante. En esta ecuación todas las alturas están expresadas en metros y los caudales en m^3/h.

8.3.4. Procedimiento de dimensionado

Como primera aproximación consideremos constantes a lo largo del tiempo las eficiencias de los componentes del sistema con la elección de ciertos valores adecuados ($\frac{\eta_g}{\eta_g^*} = 0{,}85$, $\eta_{mp} = 0{,}35$, $\eta_{inv} = 0{,}9$). Así, es posible calcular de forma aproximada la potencia nominal del generador necesaria para bombear un caudal diario Q_d a una altura total equivalente H_{TE} a partir de la ecuación 8.16:

$$P_g^* = \frac{10 \cdot H_{TE} \cdot Q_d}{G_d / G_{stc}} \tag{8.18}$$

donde G_d es la irradiación global incidente en el plano del generador.

Por ejemplo, para bombear $30\,\text{m}^3$ diarios a $H_{TE} = 40\,\text{m}$, con una radiación diaria en el plano del generador de $G_d = 5\,\text{kWh}/\text{m}^2$ se necesita un generador fotovoltaico de:

$$P_g^* = \frac{10 \cdot 40 \cdot 30}{5} = 2400\,\text{Wp}$$

Esta primera aproximación nos permite tener un valor de inicio para el proceso de diseño. A continuación, dividiendo el caudal diario requerido por la radiación diaria media, se obtiene un número asimilable a un caudal instantáneo medio (m^3/h). Con este caudal, se acude al catálogo del fabricante elegido[4] y se elige un grupo de bombas en el entorno de este caudal instantáneo medio. En general, los catálogos de los fabricantes recogen información del funcionamiento instantáneo de la bomba a su frecuencia nominal. Por tanto, las curvas H-Q no son de uso inmediato para el dimensionado de un SFB. Para aproximar el funcionamiento en frecuencia variable, es recomendable multiplicar el valor de H_{TE} obtenido anteriormente por un factor de 1,4.

Siguiendo con el ejemplo anterior, la operación $30/5 = 6$ nos orienta hacia las bombas SP5 y SP8. En las curvas H-Q de estas bombas situamos el punto definido por $H = 1{,}4 \cdot 40 = 56$ y $Q = 6$, cortando a las curvas de las bombas SP5A12 y SP8A12.

Con motivo de la ecuación 8.15 destacamos la necesidad de realizar un proceso de simulación del funcionamiento de la bomba a diferentes frecuencias y su acoplamiento con un generador bajo diferentes condiciones de radiación y temperatura. El resultado de este conjunto de simulaciones para cada bomba suele recogerse en nomogramas o gráficos de doble entrada que relacionan el caudal diario, la altura total equivalente, la radiación diaria y la potencia del generador fotovoltaico[5].

Con los nomogramas correspondientes al grupo de bombas elegidas de forma provisional se obtiene un valor más preciso de la potencia del generador, y se elige la combinación óptima de generador y bomba. Por ejemplo, la figura 8.6 recoge un nomograma elaborado para una bomba Grundfos SP8A44 con una radiación diaria en el plano del generador de $4\,\text{kWh}/\text{m}^2$. Si el caudal requerido fuese de $30\,\text{m}^3/\text{d}$ y la altura manométrica fuese de 125 m, el generador fotovoltaico debería tener una potencia de aproximadamente 7,5 kWp. Este gráfico de doble entrada también permite saber el caudal que será capaz de bombear un generador de una potencia determinada contra una altura manométrica concreta o en un rango de alturas.

Es conveniente recurrir a las curvas del fabricante para comprobar el buen funcionamiento de esta combinación. Así, como seguridad, debe comprobarse que cuando la potencia entregada por el generador es igual al 80 % de su potencia nominal, el caudal bombeado correspondiente no debe exceder el máximo admisible por el pozo.

[4] A modo de ejemplo, la nomenclatura de Grundfos para las bombas sumergibles es SP-XX-A-YY, siendo XX el caudal instantáneo nominal de la bomba e YY un valor relacionado con el número de etapas.

[5] En el apéndice 8.4 se detalla el procedimiento de simulación, implementado en las funciones `NmgSFB`, `prodPVPS` y `HQCurve` de `solaR` [Per12b]

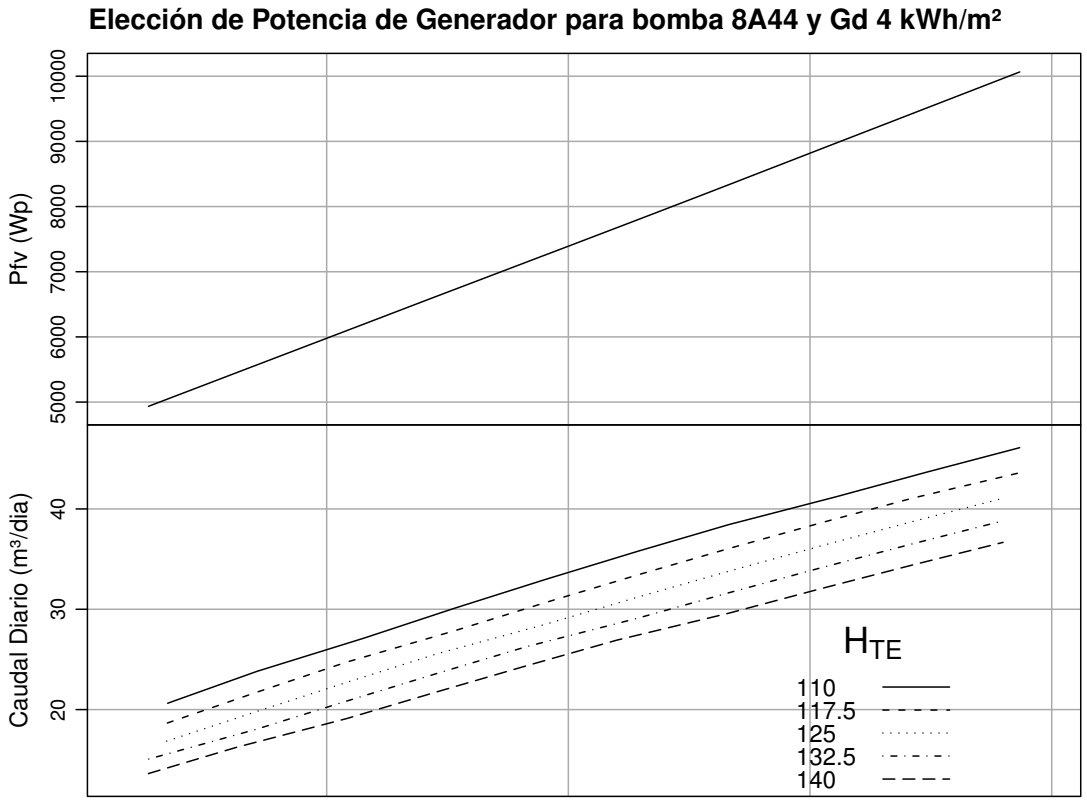


FIGURA 8.6: *Ejemplo de nomograma elaborado para un bomba Grundfos SP8A44 con una radiación diaria en el plano del generador* $4\,\mathrm{kWh/m^2}$.

Una vez decidida la potencia del generador se elige el número de módulos por serie y el número de ramas. Cuando se emplean variadores de frecuencia se recomienda que la tensión de entrada al variador sea al menos:

$$V_{DC} = \frac{\sqrt{2}V_{AC}}{1{,}1} \tag{8.19}$$

Así, para una bomba de tensión de $230\,V_{ac}$ se necesita una tensión en la entrada que no sea inferior a $300\,V_{dc}$. A partir de esta tensión se configura el número de módulos por serie y el número de ramas del generador[6].

Dado que el mayor consumo de agua está localizado en los meses de verano, conviene emplear un ángulo inferior a la latitud, $\beta = |\phi| - 10°$. En todo caso, la inclinación debe superar los 15° para conseguir que la lluvia pueda desplazar la suciedad acumulada en los paneles.

Finalmente, a partir del caudal Q_{AP} y de la longitud de tubería necesaria, se elige el diámetro de la misma (mediante las curvas del fabricante) de forma que las pérdidas sean inferiores a un porcentaje prefijado de H_{TE}.

8.3.5. Estimación del caudal

En el capítulo 7.2 discutimos sobre la incertidumbre asociada a la estimación y predicción del consumo eléctrico. Lo dicho allí sigue siendo de validez para el problema de estimar y predecir el caudal consumido en una zona rural. Al igual que allí, aportaremos unas cifras de contexto que deben ser empleadas con cautela al ser incorporadas al ejercicio de dimensionado de un SFB.

La Organización Mundial de la Salud considera que la cantidad diaria adecuada de agua para consumo humano es de 50 litros por habitante. En crisis humanitarias, el estándar mínimo es de 3 litros en

[6]Normalmente se ajusta la tensión de entrada al variador de forma que sea cercana a la de máxima potencia del generador, teniendo en cuenta el efecto de la temperatura. Para hacer un cálculo rápido puede tenerse en cuenta que un módulo con 36 células en serie ofrece una tensión de 15 V en este punto cuando está en funcionamiento. Para traducir de forma aproximada este número a un módulo con diferente configuración eléctrica puede aplicarse una regla de tres.

climas templados y 5 litros en climas cálidos. En programas de cooperación se consideran abastecimientos del orden de 30 a 35 litros por persona. Para sistemas fotovoltaicos, la referencia [NL06] recomienda la cifra de 25 litros por habitante si el suministro se realiza a través de fuentes comunitarias y 45 litros por habitante si el suministro se realiza con grifo en cada domicilio.

Frente a estas cifras es útil enfrentar los consumos más cercanos a nuestra realidad. El consumo en las grandes ciudades se encuentra hoy en día cerca de los 250 litros por habitante y día. Si se incluyen todos los consumos, añadiendo los industriales, riego y otros, en las zonas periféricas con rentas medias más altas y una densidad urbana menor la dotación media urbana anual se sitúa alrededor de los 350 litros por habitante y día superando los 500 litros para usos globales, incluyendo el agua urbana, de riego y la destinada a la agricultura. Estas cantidades están cerca de los 700 litros que cada norteamericano gasta para lavarse, limpiar el coche o regar.

8.4. Simulación de sistemas fotovoltaicos de bombeo

En la sección 8.3.4 se ha detallado el procedimiento de dimensionado de un sistema fotovoltaico de bombeo, y se señalaba la necesidad de recurrir a métodos de simulación asistidos por ordenador. En esta sección se amplía la información sobre el algoritmo necesario y se indican algunas herramientas software que pueden ser útiles en esta tarea.

Los datos necesarios para la simulación[7] son:

- Curvas Altura-Caudal a frecuencia estándar de la bomba elegida preferentemente realizadas mediante medidas experimentales.
- Curvas de rendimiento hidráulico de la bomba centrífuga.
- Curvas de rendimiento del motor asíncrono de inducción.
- Requerimientos del sistema (Altura Manométrica Total, Caudal Diario Mínimo Requerido)
- Temperatura ambiente y Radiación Diaria.

El proceso de cálculo es el siguiente:

1. La curva que relaciona la altura, H, y el caudal, Q, a la frecuencia nominal (50 Hz) de la bomba puede trasladarse a otras frecuencias mediante la curva característica de la bomba:

   $$H = a \cdot f^2 + b \cdot f \cdot Q + c \cdot Q^2$$

   donde a, b y c son coeficientes característicos de la bomba[8], y f la frecuencia considerada. Estos coeficientes pueden calcularse a partir de las relaciones de semejanza

   $$\frac{f_1}{f_2} = \frac{Q_1}{Q_2} = \left(\frac{H_1}{H_2}\right)^{1/2} = \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{1/3}$$

   validas para las bombas centrífugas. En todos estos puntos el rendimiento es constante, y por tanto, es posible dibujar una curva de iso-rendimiento que los une[9]. Debe destacarse que la relación de semejanza es aplicable a la potencia *mecánica* en el eje de la bomba.

2. Esta expresión permite calcular la frecuencia mínima (frecuencia correspondiente al caudal nulo para las condiciones de altura manométrica del sistema). Por otra parte, puede calcularse la frecuencia máxima, correspondiente al caudal máximo de la bomba en cuestión. Entre estos dos valores se genera un vector de frecuencias ($\vec{f}$)

3. A partir de este vector, considerando altura manométrica constante (aproximación), se obtiene un vector de caudales ($\vec{Q}$) mediante la curva característica.

[7] El proceso completo de simulación está implementado en las funciones `fPump` y `prodPVPS` de `solaR` [Per12b]
[8] Los correspondientes a la gama SP de Grundfos están disponibles en el conjunto de datos `pumpCoef` de `solaR` [Per12b]
[9] Disponible en la función `HQCurve` de `solaR` [Per12b]

4. Estos valores de caudal corresponden a valores de potencia hidráulica que debe desarrollar la bomba. Sin embargo, dado que los valores obtenidos corresponden a frecuencias distintas, se pueden obtener los valores a la frecuencia nominal utilizando las leyes de la semejanza:

$$\begin{aligned} Q_{50} &= 50 \cdot \frac{Q}{f} \\ H_{50} &= H \cdot \left(\frac{50}{f}\right)^2 \end{aligned}$$

5. La ecuación de potencia hidráulica es $P_{h,50} = 2{,}725 \cdot Q_{50} \cdot H_{50}$.

6. Utilizando la curva de rendimiento de la bomba a 50 Hz, η_b, puede calcularse la potencia mecánica que debe entregar el motor en el eje a la frecuencia nominal.

$$P_{b,50} = P_{h,50}/\eta_b$$

   La potencia mecánica a la frecuencia correspondiente puede calcularse mediante la tercera ley de la semejanza:

$$P_b = P_{b,50} \cdot \left(\frac{50}{f}\right)^3$$

7. Utilizando la curva de rendimiento del motor a 50 Hz, η_m, puede calcularse la potencia eléctrica demandada por el mismo para cada valor de potencia mecánica en eje. Debe realizarse la conversión $P_{bc} = P_b \cdot 50/f$, adecuada para un motor asíncrono. Con estos valores se puede utilizar la curva de rendimiento de motor, $P_{e,50} = P_{bc}/\eta_m$, obteniendo potencias eléctricas demandadas a la frecuencia de 50 Hz. Nuevamente hay que corregir estos valores con la conversión inversa, $P_e = P_{e,50} \cdot f/50$, para obtener los valores a cada frecuencia de trabajo.

8. Por último, considerando un rendimiento constante del variador de frecuencia y pérdidas constantes en el cableado y elementos de conexión, se calcula la potencia eléctrica en corriente continua necesaria, $\vec{P}_{dc}$, a cada frecuencia de funcionamiento.

Por tanto, a partir de un vector de frecuencias, $\vec{f}$, se ha obtenido un vector de potencias DC, $\vec{P}_{dc}$ para una situación determinada adecuadas a la potencia nominal de la bomba (en torno al 100 % y 120 % de su motor), y varios vectores intermedios ($\vec{P}_h$, $\vec{P}_b$, $\vec{P}_e$, etc.) que caracterizan el funcionamiento del sistema y sus etapas.

La segunda parte del proceso[10] consiste en:

1. Se obtienen valores de irradiancia a través de una base de datos o de procedimientos de cálculo como el basado en la norma IEC 61725. Esta norma propone una expresión analítica para calcular el pérfil de irradiancia correspondiente a un día con irradiación diaria G_d (Wh/m^2) y duración $h = 2 \cdot t_0$, siendo t_0 la hora de puesta del sol. Esta expresión es:

$$G = G_{max} \cdot \cos\left(\frac{t}{t_0} \cdot \frac{\pi}{2}\right) \cdot \left[1 + s \cdot \left\{1 - \cos\left(\frac{t}{t_0} \cdot \frac{\pi}{2}\right)\right\}\right]$$

   donde G es la irradiancia (W/m^2) en la hora t, G_{max} es el valor máximo de irradiancia (W/m^2) durante el día en cuestión, y s es el factor de forma definido por:

$$s = \frac{d \cdot \frac{\pi}{2} - 1}{1 - \frac{\pi}{4}}$$

   siendo d el factor de conjunto de datos calculado con:

$$d = \frac{G_d}{G_{max} \cdot h}$$

2. Se calcula la potencia producida por un generador fotovoltaico, P_{fv}, a partir de las condiciones de irradiancia y temperatura ambiente.

[10] Implementada en la función en la función `NmgPVPS` de `solaR` [Per12b]

3. Este valor de potencia debe ser superior a alguno (o todos) los elementos del vector de potencia $\vec{P}_{dc}$ obtenido anteriormente, obteniendo un subvector compuesto por todos los elementos inferiores a la potencia fotovoltaica P_{fv}. El elemento mayor de este subvector es el que utilizaremos como característico del punto de trabajo a una temperatura y nivel de irradiancia.

4. Integrando en el tiempo los valores de caudal instantáneo obtenidos para cada valor de irradiancia se obtiene el valor de caudal diario.

Realizando esta segunda parte del proceso para cada elemento del vector de potencias fotovoltaicas, se obtiene una relación entre potencia instalada y caudal diario que permite elegir la configuración adecuada para la bomba en cuestión trabajando en unas condiciones determinadas de radiación, temperatura y altura manométrica. Es habitual presentar estas combinaciones en forma de gráfico de doble entrada o nomograma (figura 8.6).

La configuración en serie de los paneles suele obligar a instalar más paneles de los estrictamente necesarios según el proceso descrito. El valor final de potencia debe introducirse nuevamente en la simulación para comprobar el correcto funcionamiento de la bomba (para predecir posibles problemas de sobrefrecuencia y calentamiento).

Capítulo 9

Seguridad Eléctrica en Sistemas Fotovoltaicos

9.1. Introducción

El funcionamiento de un sistema fotovoltaico supone la existencia de ciertas situaciones que pueden ser peligrosas para las personas o dañinas para los equipos. En términos generales, estas situaciones pueden ser analizadas con los conceptos y herramientas de uso común en la ingeniería eléctrica. No obstante, las peculiaridades de la tecnología fotovoltaica merecen un análisis especial en el contexto de la seguridad eléctrica. Este análisis será realizado en tres apartados principales. En primer lugar se estudiará el riesgo para las personas y los mecanismos de protección asociados. A continuación se hará lo propio con las posibilidades de accidente y métodos de protección para los equipos del sistema. Para cerrar el capítulo se expondrán los métodos de elección de los diferentes dispositivos de protección aplicados a un sistema fotovoltaico.

Durante el desarrollo de este capítulo se hará continua referencia a un documento básico en la práctica de la ingeniería eléctrica en España: el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) [Min02]. Esta normativa, aprobada por Real Decreto en el año 2002, consta de 29 artículos que son desarrollados en un conjunto de 51 Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC-BT) y acompañadas por varias guías de aplicación. Es reseñable que ni en los artículos ni en las ITC-BT aparece referencia alguna a los sistemas fotovoltaicos, lo que, en algunos casos particulares, dificulta la aplicación de este REBT a la ingeniería fotovoltaica.

9.1.1. Definiciones

Para el desarrollo posterior nos serán útiles algunas definiciones recogidas en la ITC-BT-01:

Contacto Directo: contacto de personas o animales con partes activas de los materiales y equipos.

Contacto Indirecto: contacto de personas o animales con partes que se han puesto bajo tensión como resultado de un fallo de aislamiento.

Partes Activas: Conductores y piezas conductoras bajo tensión en servicio normal. Incluyen el conductor neutro o compensador y las partes a ellos conectadas.

Masa: Conjunto de las partes metálicas de un aparato que, en condiciones normales, están aisladas de las partes activas.

Tierra: Masa conductora de la tierra en la que el potencial eléctrico en cada punto se toma, convencionalmente, igual a cero.

Toma de tierra: Electrodo, o conjunto de electrodos, en contacto con el suelo y que asegura la conexión eléctrica con el mismo.

Material de clase 0: Material en el cual la protección contra el choque eléctrico se basa en el aislamiento principal; lo que implica que no existe ninguna disposición prevista para la conexión de las partes activas accesibles, si las hay, a un conductor de protección que forme parte del cableado fijo de la instalación. La protección en caso de defecto en el aislamiento principal depende del entorno.

Material de clase I: la protección contra el choque eléctrico no se basa únicamente en el aislamiento principal, sino que comporta una medida de seguridad complementaria en forma de medios de conexión de las partes conductoras accesibles a un conductor de protección puesto a tierra, que forma parte del cableado fijo de la instalación, de forma tal que las partes conductoras accesibles no puedan presentar tensiones peligrosas.

Material de clase II: la protección comporta medidas de seguridad complementarias, tales como el doble aislamiento o aislamiento reforzado. Estas medidas no suponen la utilización de puesta a tierra para la protección y no dependen de las condiciones de la instalación. Este material debe estar alimentado por cables con doble aislamiento o con aislamiento reforzado.

Material de clase III: la protección se basa en la alimentación a muy baja tensión y en el cual no se producen tensiones superiores a 50 V en c.a. ó a 75 V en c.c.

Tensión de contacto: Tensión que aparece entre partes accesibles simultáneamente, al ocurrir un fallo de aislamiento. Por convenio este término sólo se utiliza en relación con la protección contra contactos indirectos. En ciertos casos el valor de la tensión de contacto puede resultar influido notablemente por la impedancia que presenta la persona en contacto con esas partes.

Tensión de defecto: Tensión que aparece a causa de un defecto de aislamiento, entre dos masas, entre una masa y un elemento conductor, o entre una masa y una toma de tierra de referencia, es decir, un punto en el que el potencial no se modifica al quedar la masa en tensión.

Para los esquemas de conexión a tierra se emplea una codificación basada en dos letras:

Primera letra: conexión de alimentación y tierra.

- **T=** conexión directa de un punto de alimentación a tierra.
- **I=** aislamiento de todas las partes activas respecto a tierra.

Segunda letra: conexión de masas con tierra.

- **T=** masas conectadas directamente a tierra, independientemente de la conexión de alimentación.
- **N=** masas conectadas directamente al punto de alimentación puesto a tierra (en alterna, normalmente el neutro).

Con esta codificación, los posibles esquemas de conexión a tierra tienen la siguiente nomenclatura:

TT: un conductor (en alterna, el neutro) puesto a tierra y masas a tierra, pero de forma independiente.

TN: un conductor (en alterna, el neutro) puesto a tierra, y masas conectadas al neutro (directamente o a través de un conductor de protección).

IT: todos los conductores activos aislados de tierra, y masas conectadas a tierra.

El esquema TT es el empleado por las instalaciones receptoras en una red de distribución pública de Baja Tensión (BT). En general, es el esquema que debe adoptarse a la salida de los inversores de los Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red (SFCR). El esquema IT es el habitual en el generador fotovoltaico de los SFCR europeos. Es muy común referirse al esquema IT con la denominación de configuración flotante del generador.

9.2. Protección de las personas

9.2.1. Efectos de la corriente eléctrica sobre el cuerpo humano

El efecto que produce la corriente eléctrica sobre el cuerpo humano depende de su intensidad y del tiempo de duración, tal y como se observa en la figura 9.1. Independientemente de la duración hasta 10 mA no genera efectos peligrosos (calambres) pero por encima de 500 mA puede producir fibrilación muscular.

La intensidad que puede circular por el cuerpo depende de la tensión de contacto y la resistencia expuesta. Por tanto, las medidas de seguridad básicas consisten en reducir la tensión a la que se puede

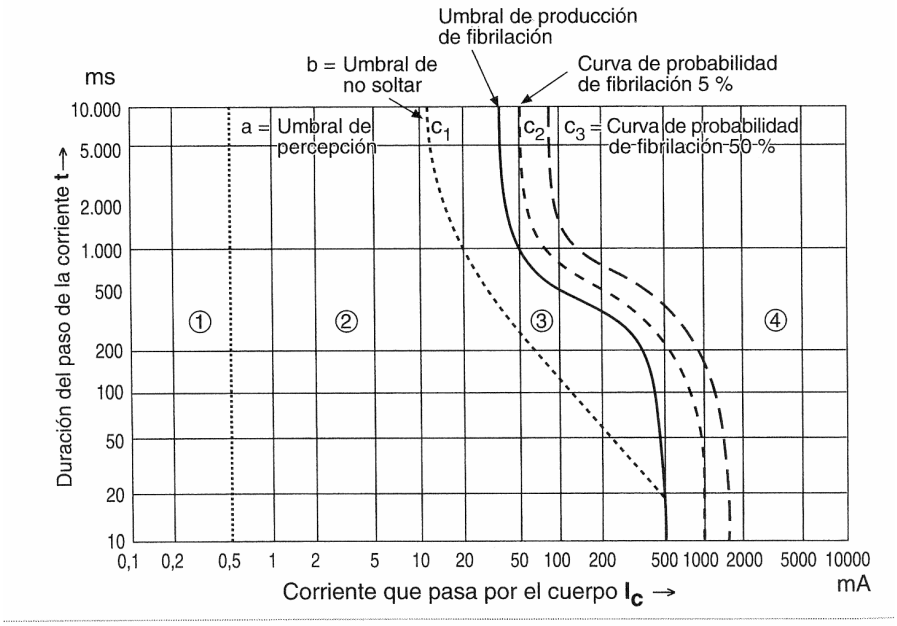


FIGURA 9.1: *Efecto de la corriente que circula por el cuerpo humano según su intensidad y tiempo de duración [PG00b; PG00a].*

exponer un ser humano y aumentar su resistencia (mediante el uso de guantes, calzado, o aislamiento del suelo).

La resistencia depende del estado de la piel, sudoración, estado físico, superficie de contacto, presión. No es homogénea, siendo que cada parte del cuerpo presenta valores diferentes. Tampoco es estable con el tiempo sino que depende de la duración del contacto y de la tensión aplicada: la resistencia disminuye con la tensión, realimentandose los efectos de altos valores de tensión y baja resistencia.

También la frecuencia eléctrica es un factor a tener en cuenta. Así, la corriente continua es menos peligrosa que la alterna convencional, pero puede producir electrolisis de la sangre. El umbral de percepción se sitúa en 2 mA y el umbral de control muscular en 75 mA. La alterna convencional (50 Hz) tiene su umbral de percepción en 0,5 mA y el umbral de control muscular en 15 mA. Finalmente la corriente alterna empleada en algunas aplicaciones industriales (10 kHz) presenta efectos más leves que la alterna convencional debido al efecto pelicular[1]. Su umbral de percepción está en 5 mA y el umbral de control muscular en 75 mA.

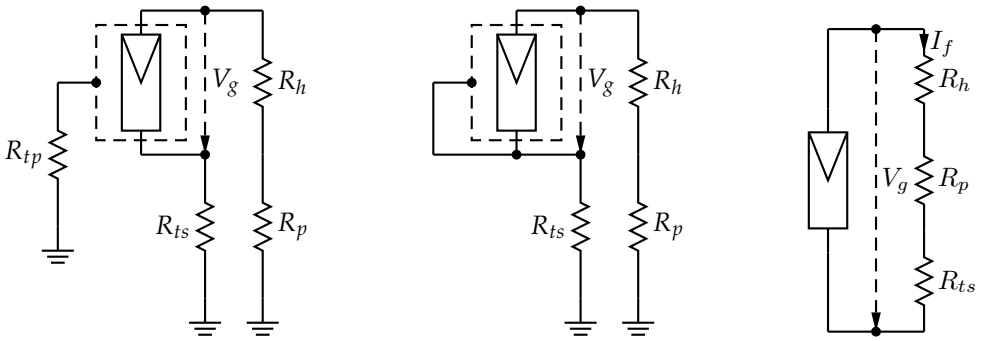
Los efectos que produce la corriente dependen también de la trayectoria que sigue al atravesar el cuerpo, siendo más graves cuando en el camino se encuentran órganos vitales. Dado que esta trayectoria se realiza siguiendo la ruta más corta o la de menor resistencia, la posibilidad de atravesar órganos vitales dependerá de los puntos de contacto con la tensión eléctrica. Los efectos también dependen de la edad, el sexo, el estado físico, la fatiga o el miedo.

9.2.2. Protección contra contactos directos

La figura 9.2 muestra los esquemas eléctricos equivalentes a un contacto directo que se produce en un sistema fotovoltaico cuando el esquema de conexión a tierra es TT o TN. En estos esquemas el cuerpo humano está simbolizado por las resistencias R_h (resistencia del cuerpo) y R_p (resistencia equivalente del contacto del cuerpo con el terreno). R_{ts} es la resistencia de la toma a tierra de servicio, que conecta un conductor con la puesta a tierra, y R_{tp} es la resistencia de la toma a tierra de protección, que conecta las masas con la puesta a tierra en un esquema TT. En algunos casos, en los esquemas TN es recomendable insertar una resistencia entre las masas y la resistencia de servicio para aumentar la protección de los equipos. Por simplicidad esta resistencia no ha sido incluida aquí, aunque sí en la figura 9.6.

En estas condiciones, la corriente que circula por el cuerpo depende del valor de estas resistencias y de la tensión entregada por el generador. El caso peor se produce cuando el generador se encuentra en circuito abierto, V_{ocG}. Por tanto, la máxima corriente de fuga que puede producirse, $I_{F,max}$, es:

[1]Según este efecto, la corriente tiende a circular por la piel con frecuencias elevadas.



(A) *Esquema TT.* (B) *Esquema TN.* (C) *Esquema simplificado TT y TN.*

FIGURA 9.2: *Esquema eléctrico de un contacto directo en un sistema fotovoltaico con esquema de puesta a tierra TT o TN.*

$$I_{F,max} = \frac{V_{ocG}}{R_h + R_p + R_{ts}} \tag{9.1}$$

Cuando el esquema de conexión a tierra es IT, el contacto directo no puede cerrar el circuito y por tanto $I_{F,max} = 0$. Sin embargo, es necesario tener en cuenta que la resistencia de aislamiento de los equipos, y particularmente la de los módulos fotovoltaicos es finita. Más aún, al conectar eléctricamente un número N_T de módulos, la resistencia de aislamiento del conjunto, R_{iso}, es la equivalente al paralelo de las individuales, $R_{iso}^{(m)}$. Es importante resaltar que N_T es el número total de módulos que componen el generador dado que la conexión de las resistencias de aislamiento es en paralelo, independientemente de la configuración eléctrica del generador (figura 9.3).

Así, la resistencia de aislamiento del generador, R_{iso}, es:

$$R_{iso} = \frac{R_{iso}^{(m)}}{N_T} \tag{9.2}$$

y por tanto, se puede demostrar que la corriente de fuga máxima en una conexión IT es [GV00]:

$$I_f = \frac{V_{ocG}}{R_{iso} + R_h} \tag{9.3}$$

Siendo un sistema de corriente continua, la máxima corriente admisible es inferior a 100 mA. Con este valor se puede calcular la mínima resistencia de aislamiento que elimina el riesgo por contactos directos:

$$I_f \leq 100\,mA \Longrightarrow R_{iso} \geq 10 \cdot V_{ocG} - R_h \tag{9.4}$$

Este análisis corresponde al funcionamiento en régimen permanente. Si se tiene en consideración el transitorio debido a la capacidad distribuida existente entre el generador y tierra (Figura 9.4) se puede calcular la corriente de descarga que se producirá a través del cuerpo humano procedente de esta capacidad.

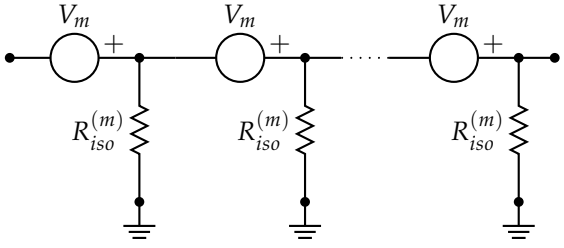


FIGURA 9.3: *Resistencia de aislamiento distribuida en un generador fotovoltaico con esquema de conexión a tierra IT.*

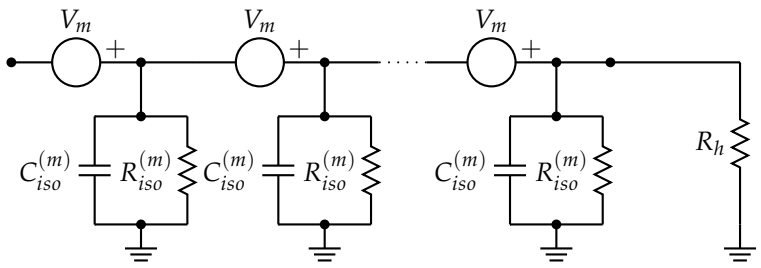


FIGURA 9.4: *Capacidad distribuida en un generador fotovoltaico con esquema de conexión a tierra IT.*

Salvo en sistemas defectuosos, se cumple $R_{iso} \gg R_h$ y por tanto la asociación paralelo de la resistencia de aislamiento con la de la persona puede aproximarse por esta última, $R_{iso}||R_h \simeq R_h$. El comportamiento eléctrico de un ser humano puede ser representado con una resistencia tipo de $R_h = 1000\,\Omega$. Para la capacidad es posible adoptar un valor de $C_{iso} = 1\,\mu F$ de acuerdo a ensayos en sistemas reales [GV00]. De esta forma, la constante de tiempo de este sistema es $T \simeq C_{iso} \cdot R_h = 1\,ms$. Según la norma CEI479-2 la corriente de descarga tiene una duración equivalente a tres veces la constante de tiempo del circuito, $T_{desc} = 3 \cdot T = 3\,ms$ y se calcula con:

$$I_{desc} = \frac{V_{ocG}}{R_h \cdot \sqrt{6}} \tag{9.5}$$

Según la norma CEI479-2, dado que la descarga dura 3 ms, se necesitan tensiones de generador superiores a los 1000 V para producir dolor, y tensiones superiores a los 3000 V para que exista riesgo por fibrilación [PG00a].

9.2.3. Protección contra contactos indirectos

En un contacto indirecto la persona toma contacto con una parte del sistema que no debiera estar puesta a potencial (por ejemplo, la estructura metálica, el marco de los módulos o las carcasas de los equipos eléctricos). Sin embargo, algún defecto del sistema puede provocar que la resistencia de aislamiento sea demasiado baja, produciéndose un camino por el que fluye la corriente de fuga, exponiendo a la persona a un potencial de contacto peligroso. En las figuras que se muestran a continuación se supone que el contacto se produce en el marco del generador fotovoltaico, representado con una línea discontinua.

Cuando el esquema de conexión a tierra es TT, un contacto indirecto como el representado en la figura 9.5 produce una tensión de contacto, V_c, que depende de la corriente de fuga y la resistencia de la tierra de protección. Es posible demostrar que la máxima corriente de fuga posible es la de cortocircuito del generador [GV00]. Por tanto,

$$V_c \simeq I_{scG} \cdot R_{tp} \tag{9.6}$$

Cuando el esquema de conexión a tierra es TN (figura 9.6) el circuito se cierra a través de la resistencia de aislamiento del generador y de la resistencia R que conecta la toma a tierra con el conductor puesto a tierra. Por tanto, el contacto indirecto no produce tensión en el ser humano, $V_c = 0$, aunque sí existirá una corriente de fuga cuyo valor depende de la resistencia de aislamiento del generador y de la resistencia R (ecuación 9.7):

$$I_{F,max} = \frac{V_{ocG}}{R_{iso} + R} \tag{9.7}$$

Cuando el esquema de conexión a tierra es IT, un contacto indirecto como el representado en la figura 9.7 no puede cerrar el circuito. En esta situación no existirá corriente de fuga, $I_F = 0$, y la persona no estará expuesta a tensión de contacto, $V_c = 0$.

9.2.4. Resumen de protecciones

Según la ITC-BT-24 las protecciones a utilizar para proteger frente a contactos directos deben estar basadas en evitar que una persona pueda entrar en contacto con las partes activas de la instalación, e incluye una protección complementaria cuando las anteriores no consiguen su objetivo:

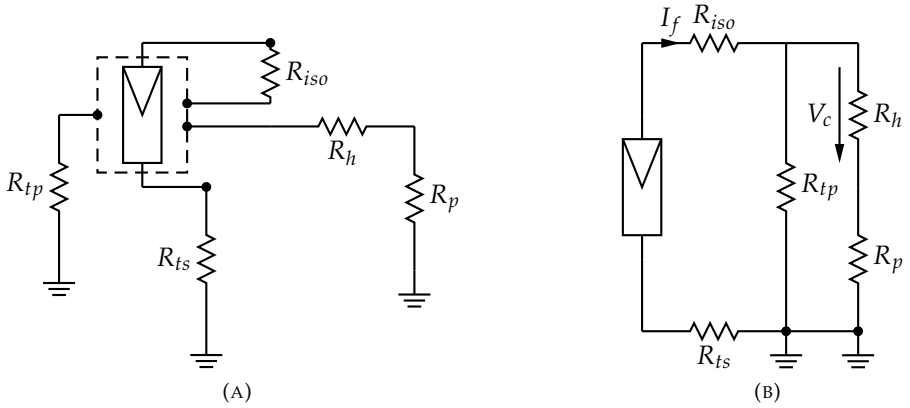


FIGURA 9.5: *Esquema eléctrico de contacto indirecto en un sistema fotovoltaico con esquema de conexión a tierra TT.*

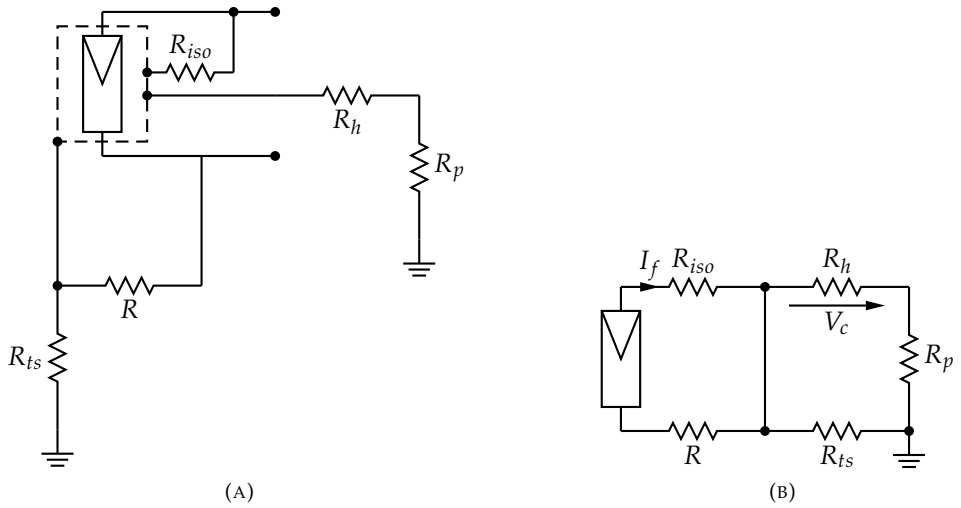


FIGURA 9.6: *Esquema eléctrico de contacto indirecto en un sistema fotovoltaico con esquema de conexión a tierra TN.*

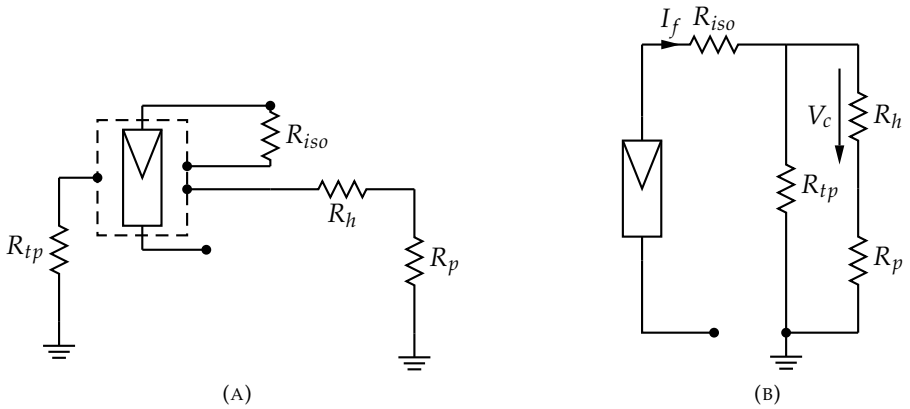


FIGURA 9.7: *Esquema eléctrico de contacto indirecto en un sistema fotovoltaico con esquema de conexión a tierra IT.*

- Protección por aislamiento de las partes activas.
- Protección por medio de barreras o envolventes.
- Protección por medio de obstáculos.
- Protección por puesta fuera de alcance por alejamiento.
- Protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial-residual.

Esta misma ITC-BT-24 recoge las formas de protección para contactos indirectos:

- Protección por corte automático de la alimentación: cuando se produce el contacto, el objetivo es evitar que la fuente eléctrica siga alimentando la fuga.
- Protección por empleo de equipos de clase II[2] o por aislamiento equivalente, con la misión de alcanzar resistencias de aislamiento de alto valor y estables en el tiempo.
- Puesta a tierra, como camino preferente para conducir la corriente de fuga y para servir de potencial común para todos los elementos que entran en contacto con ella.

En un sistema fotovoltaico es de uso común que el esquema de tierra sea IT en la zona del generador fotovoltaico y TT a partir de la salida del inversor. En este contexto, todo el sistema de protecciones reseñado se puede condensar en tres niveles [GV00]:

- Nivel 1: Refuerzo del aislamiento de las partes activas.
- Nivel 2: Sistema de detección de aislamiento.
- Nivel 3: Puesta a tierra.

El nivel 1, o refuerzo del aislamiento de las partes activas incluye las siguientes medidas:

- Configuración flotante del generador: se impiden los accidentes por contactos indirectos.
- Cableado con aislamiento de protección para reforzar la protección contra contactos indirectos[3].
- Aislamiento galvánico AC-DC: Mediante transformadores de devanados independientes en los inversores se imposibilita el cierre de corriente de fallo a través del inversor.

El nivel 2, o sistema de detección de aislamiento abarca las medidas necesarias para comprobar el adecuado funcionamiento del nivel 1 y las actuaciones a llevar a cabo cuando el nivel 1 ha fallado. Para la vigilancia es común el empleo de un vigilante de aislamiento. Una posible implementación consiste en un equipo que genera una señal de baja frecuencia (2 a 5 Hz) para evitar las fugas capacitivas del cableado, la inyecta en un polo activo y mide la corriente de retorno por tierra, obteniendo así una medida indirecta de la resistencia de aislamiento. Cuando el valor obtenido se encuentra por debajo de cierto umbral (característico del sistema, tal y como describe la ecuación 9.2) el vigilante ordena una secuencia de acciones para evitar el accidente eléctrico. La secuencia más recomendable debe comprender la parada y desconexión del inversor, el cortocircuito del generador fotovoltaico y la puesta a tierra del mismo. Sin embargo, esta secuencia conlleva la utilización de varios elementos de protección que pueden encarecer en demasía el equipo inversor. Por esta razón, algunos equipos de menor potencia optan por desconectar al inversor del generador (a pesar de que en esta situación la tensión del campo fotovoltaico es la máxima disponible) y otros optan por continuar funcionando pero activan una alarma que puede ser visual o comunicada telemáticamente.

Los dos niveles anteriores se asientan sobre el nivel 3, que proporciona la protección de la puesta a tierra directa de todas las masas accesibles de la planta. Gracias a ella se consigue limitar la tensión que con respecto a tierra puedan adquirir las masas en caso de derivación, y se dota de un potencial común a todas las masas accesibles de forma simultánea[4].

[2] Véase la definición aportada al principio de este capítulo.

[3] Se suele aceptar que un módulo fotovoltaico está dotado de las características propias de un material de clase II. La combinación de módulos fotovoltaicos con cableado con aislamiento de protección cumple así el requerimiento de emplear materiales de clase II exigido por la ITC-BT-24 para evitar contactos indirectos.

[4] Cuando dos masas pertenecientes a dos equipos diferentes son accesibles simultáneamente por una única persona, es posible que, ante un defecto de funcionamiento, entre las dos masas aparezca una tensión peligrosa para un ser humano. La equipotencialidad de una toma a tierra común evita la aparición de estas tensiones.

9.2.5. Puesta a tierra

Un sistema de puesta a tierra consta de la toma a tierra (generalmente picas o placas metálicas resistentes a la corrosión), un conjunto de conductores de tierra que conectan la toma a tierra con el borne principal de tierra, lugar al que van conectados los conductores de unión equipotencial (para mantener el mismo potencial con otros elementos parcialmente enterrados, como canalizaciones metálicas) y los conductores de protección, que unen las masas de los equipos con la toma a tierra. Es importante remarcar la necesidad de que todos los elementos del sistema de puesta a tierra de un sistema fotovoltaico estén interconectados. De esta forma, todas las masas metálicas accesibles por una persona están conectadas a una superficie equipotencial, disminuyendo así la posibilidad de aparición de tensiones peligrosas entre masas que pertenecen a equipos diferentes.

Para el cálculo de la resistencia de la puesta a tierra seguiremos la tabla 5 de la ITC-BT-18 del REBT. En esta tabla se indica que la resistencia de tierra de una pica vertical es $R_{tp} = \frac{\rho}{L_p}$, siendo ρ la resistividad del terreno y L_p la longitud de la pica, y la resistencia de un conductor enterrado horizontalmente es $R_{tc} = \frac{2\rho}{L_c}$, siendo en este caso L_c la longitud del conductor. La tabla 9.1, extraída de esta misma ITC, ofrece unos valores medios aproximados de resistividad en función del terreno.

Para obtener un determinado valor de resistencia de la puesta a tierra, se utilizan varios electrodos interconectados separados una cierta distancia. Para el caso de picas verticales, la distancia mínima entre ellas debe ser el doble de su longitud (habitualmente de 2 m). De esta forma, la resistencia equivalente del conjunto es, aproximadamente, el paralelo de las resistencias individuales de los diferentes elementos. Así, denotando con n_p el número de picas que componen el sistema de puesta a tierra, la resistencia de una puesta a tierra compuesta por un conjunto de picas interconectadas con un conductor enterrado horizontalmente es:

$$\frac{1}{R_t} \simeq \frac{1}{R_{tp}} + \frac{1}{R_{tc}} = \tag{9.8}$$

$$= \frac{n_p \cdot L_p}{\rho} + \frac{L_c}{2\rho} \tag{9.9}$$

Tomemos como ejemplo la figura 9.8, en la que se muestra la planta de una instalación compuesta por varios apoyos de la estructura de soporte (cuadrados grises) y un conductor enterrado horizontalmente (línea roja). Supongamos que se desea conseguir una resistencia de puesta a tierra de $R_t = 5\,\Omega$, sabiendo que los apoyos están separados 4 m y que el terreno tiene una resistividad de $\rho = 210\,\Omega\,\text{m}$. En primer lugar calculamos la resistencia aportada por el conductor enterrado:

$$L_c = 4 \cdot 2 \cdot 6 = 48\,\text{m}$$

$$R_{tc} = \frac{2\rho}{L_c} = 8{,}75\,\Omega$$

Por otra parte, la resistencia de una pica vertical de 2 m con este terreno es de:

$$R_{tp} = \frac{\rho}{L_p} = 105\,\Omega$$

Por tanto, el número total de picas necesarias es (ecuación 9.9):

$$\frac{1}{5} = \frac{n_p}{105} + \frac{1}{8{,}75} \rightarrow n_p = 9$$

Una de las misiones de la puesta a tierra consiste en limitar la tensión de contacto que aparece al circular una corriente de fugas durante un contacto indirecto. Los esquemas IT y TN no producen tensión de contacto en el primer contacto indirecto y, por tanto, sólo el esquema TT necesita *esta* función de la

TABLA 9.1: *Valores medios aproximados de la resistividad en función del terreno según la ITC-BT-18.*

Terrenos cultivables fértiles	50 Ω m
Terrenos cultivables poco fértiles	500 Ω m
Suelos pedregosos	3000 Ω m

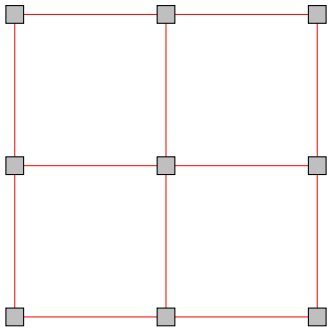


FIGURA 9.8: *Esquema de un sistema de puesta a tierra compuesto por un conductor enterrado horizontalmente que interconecta picas verticales.*

puesta a tierra. En cualquier caso, suponiendo la existencia de un dispositivo de protección (por ejemplo, un vigilante de aislamiento) que limita la corriente de fuga, el valor de la resistencia de la puesta a tierra debe cumplir:

$$R_{tp} \leq \frac{V_{max}}{I_f} \tag{9.10}$$

Apliquemos la ecuación 9.10 a un ejemplo concreto. Según la guía de aplicación de la ITC-BT-30, en las instalaciones de intemperie la tensión de contacto no puede superar el valor $V_{max} = 24\,\text{V}$[5]. La corriente de defecto máxima admisible es $I_{max} = 30\,\text{mA}$ (limitada por el vigilante de aislamiento). Por tanto, se deberá emplear una toma a tierra que cumpla $R_{tp} \leq 800\,\Omega$. Como hemos visto en el ejemplo anterior, este valor es muy fácil de obtener en terrenos con resistividades normales.

A la hora de realizar puestas a tierra en lugares donde ya existen tomas a tierra que pertenecen a otras instalaciones eléctricas es importante entender su funcionalidad para tomar la decisión correcta. Cuando el sistema de tierra existente corresponda a la instalación de Baja Tensión del edificio en el que se ubicará el SFCR (situación habitual en la integración en edificios), se utilizará la puesta a tierra existente para conectar las masas del sistema fotovoltaico. De esta forma, todas las masas metálicas accesibles para una persona estarán unidas a una superficie equipotencial y así, en caso de fallo de aislamiento, no podrá estar expuesto a una tensión peligrosa. Cuando el sistema de tierras existente corresponde al neutro de Media Tensión del transformador de la compañía eléctrica es necesario separarse suficientemente para no interferir en su funcionamiento. Según la ITC-BT-18 del REBT, dos tomas de tierra son independientes cuando al circular la máxima corriente de defecto por una de ellas, la otra no alcance, respecto a un punto de potencial cero, una tensión superior a 50 V. Para terrenos de resistividad no elevada ($\rho < 100\,\Omega\,\text{m}$), esta condición se cumple para distancias superiores a 15 m. Para terrenos con peor conductividad hay que atenerse a las indicaciones del artículo 11 de la ITC-BT-18.

9.3. Protección de los equipos

9.3.1. Tormentas eléctricas

En el interior de las nubes se producen corrientes de aire con suficiente velocidad como para atomizar las partículas de agua y hielo del interior y dotarlas de carga electrostática. Las partículas cargadas positivamente ascienden a las capas superiores de las nubes y las negativas permanecen en la base (figura 9.9). Esta separación de cargas produce un campo eléctrico en el interior del núcleo tormentoso. Por otra parte, las cargas negativas de las capas inferiores atraen a las cargas positivas de la superficie terrestre. Cuando el campo eléctrico interno de la nube alcanza la ruptura del aire, se producen las descargas eléctricas hacia la superficie terrestre. Esta descarga comienza en la nube con un trazador descendente. Cuando este trazador se acerca a una distancia de entre 10 a 100 m de la tierra, se generan diversos trazadores ascendentes desde la superficie terrestre en busca del trazador descendente. Aquel trazador ascendente que conecta con el descendente cierra la descarga y determina el lugar del impacto.

[5]Las anteriores ediciones del REBT distinguían las instalaciones entre locales secos y emplazamientos húmedos o mojados, incluyendo a las instalaciones a la intemperie en esta última categoría. En la revisión de 2022 esta distinción ya no existe, pero las guías de aplicación aún recomiendan los valores de tensión de contacto asociadas a emplazamientos mojados.

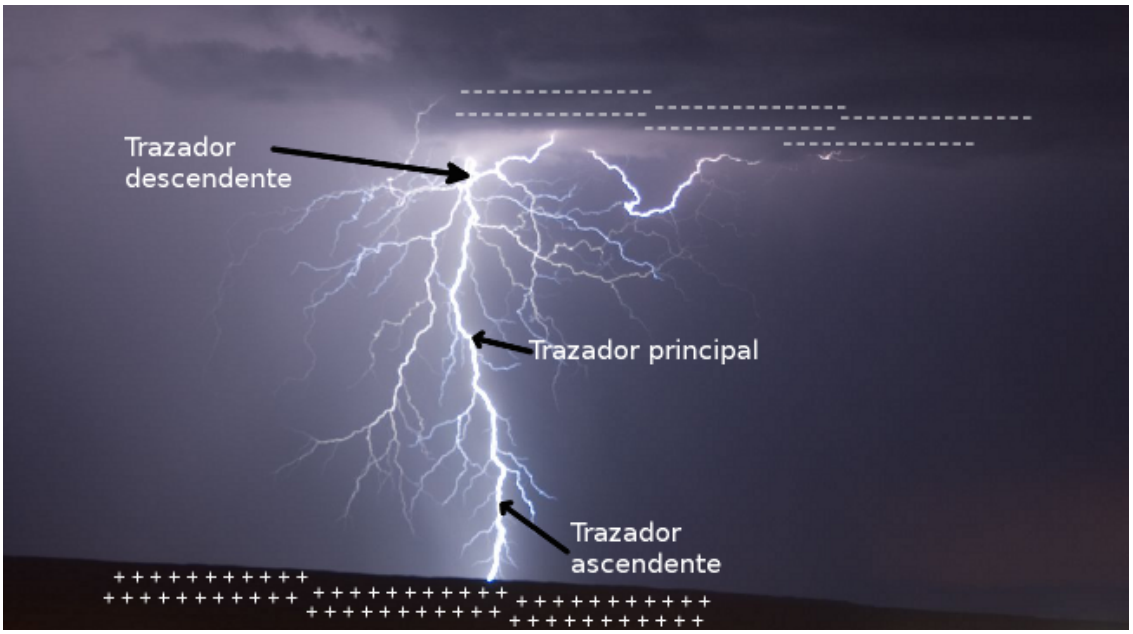


FIGURA 9.9: *Formación de un rayo eléctrico* *(imagen elaborada a partir de la fotografía disponible en* `http://commons.wikimedia.org/wiki/File:DC16_Lightning.jpg`*).*

La descarga está determinada principalmente por el campo eléctrico interno de la nube. Sólo cuando el trazador se encuentra a una distancia de entre 10 a 100 metros, las condiciones locales suponen una influencia determinante en la localización del impacto. Por ejemplo, las construcciones metálicas de mayor altura (antenas) o superficie (instalaciones fotovoltaicas) favorecen la formación de trazadores ascendentes que conecten con el descendente. Por tanto, las instalaciones fotovoltaicas no aumentan la probabilidad de descargas locales, pero una vez que se producen, son lugares con mayor probabilidad de impacto.

9.3.2. Sobretensión inducida

El efecto de una descarga eléctrica sobre un sistema fotovoltaico se manifiesta mayoritariamente en forma de sobretensión inducida. Esta sobretensión aparece por tres fenómenos de acoplamiento diferenciados: el galvánico, el capacitivo y el inductivo [Bec+00].

El acoplamiento galvánico surge cuando la descarga se produce de forma directa sobre alguna parte del sistema. En esta situación, los elementos metálicos conducen la corriente de la descarga, pudiéndose producir corrientes paralelas cuando el aislamiento de los cables o equipos no es capaz de confinar la corriente en el conductor.

El acoplamiento capacitivo en el generador fotovoltaico se debe a la existencia de cargas positivas en la superficie terrestre atraídas por la carga negativa de la base del núcleo tormentoso. Este sistema, cuya estructura está conectada eléctricamente a tierra, quedará cargado positivamente. Cuando se produce la descarga eléctrica, la distribución de cargas cambia súbitamente. Como un condensador que se descarga de forma violenta, circulará una corriente de valor elevado y la tensión respecto a tierra cambiará rápidamente.

Para entender el acoplamiento inductivo hay que recordar que una descarga eléctrica supone una corriente de gran valor en un lapso de tiempo muy corto[6], originando una inducción magnética a su alrededor. Según describe la ley de Faraday-Lenz, un campo magnético variable produce una fuerza electromotriz proporcional a la variación de su flujo. Así, aquellos conductores que, a modo de antena, capten el flujo magnético derivado de la descarga, desarrollarán una sobretensión inducida en sus extremos (figura 9.10).

El valor de la sobretensión depende de la velocidad del cambio del flujo magnético. Asumiendo que el flujo magnético es proporcional al campo magnético y al área que atraviesa, pueden distinguirse cuatro factores que determinan la sobretensión inducida: tiempo de aparición y extinción de la descarga,

[6] El 50 % de las descargas conducen 30 kA, con un ratio de 20 kA/µs [Bec+00].

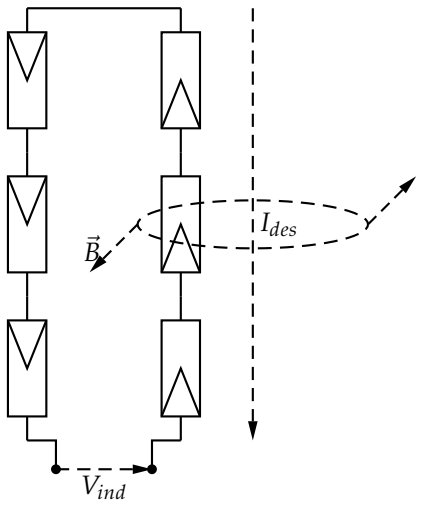


FIGURA 9.10: *Inducción sobre un generador.*

distancia de la descarga al generador, intensidad de la descarga y área efectiva del generador. Los tres primeros factores dependen del mecanismo formador de la tormenta, ante los cuáles el diseñador y el instalador poco pueden hacer. Sin embargo, el área efectiva que el generador fotovoltaico ofrece a la inducción magnética son responsabilidad directa tanto del diseñador como del instalador. Cuando el cableado del generador recorre el perímetro, el bucle eléctrico tiene un área similar a la del generador. De esta forma, al ocurrir una descarga eléctrica, el flujo magnético será probablemente alto. Para reducir el flujo captado los conductores deben ser guiados a lo largo de caminos cercanos, de forma que la superficie de captación que forman sea la mínima necesaria. Además, cada cierta distancia se deben realizar cruzamientos entre los cables y así crear bucles anidados con signos alternos que contribuyen a reducir aún más el flujo captado. Esta estrategia se emplea en ciertas ocasiones en las redes de distribución eléctrica, tal y como se aprecia en la figura 9.11.

9.3.3. Sistemas de protección

Los sistemas de protección se dividen en métodos de protección externa frente a descargas y métodos de protección frente a sobretensiones.

FIGURA 9.11: *Cruzamiento de líneas en una red aerea para aumentar la protección contra sobretensiones.*

Un sistema de protección externa frente a descarga tiene la tarea de captar y conducir adecuadamente la descarga para evitar que impacte sobre el objeto a proteger. Se compone de un terminal aéreo, el conductor de bajada (que, en caso de ser varios, deberán estar interconectados) y la red de puesta a tierra. El terminal aéreo capta la descarga y la conduce a través del conductor de bajada hasta la red de tierra, que deberá difundir la corriente de forma segura en la superficie. Dado que este sistema de protección puede conducir impulsos de corriente de alto valor, generará campos magnéticos a su alrededor, con el consiguiente peligro de sobretensión. Es necesario respetar una distancia de seguridad (más de 1 m) entre los conductores de bajada y la instalaciones metálicas cercanas. Si no se puede respetar esta distancia, el sistema de puesta a tierra de la protección externa y la estructura metálica deben interconectarse para evitar la aparición de arcos entre conductores al circular la descarga. Por el contrario, si la distancia es superior a la de seguridad, los sistemas de puesta a tierra deben ser independientes[7].

La utilización de un sistema de protección externa depende de dos factores principales: la probabilidad estadística de tormentas eléctricas en la zona[8] y el tamaño del sistema a proteger. En general, los sistemas fotovoltaicos cuya potencia es inferior a 500 Wp (por ejemplo, los sistemas domésticos de electrificación rural) no requieren de sistemas protección externa.

Los métodos de protección frente a sobretensiones persiguen igualar los diferentes potenciales que se producen en el momento en el que se aparece la sobretensión a uno común de seguridad. Por tanto, estos métodos están formados por una red de tierras que proporciona el potencial común y por dispositivos que, cuando es necesario, conectan los conductores a proteger a este potencial común. Los varistores suelen ser empleados para cumplir la función de descargadores de tensión. El comportamiento de un varistor se asemeja a una resistencia variable con la tensión, con un valor muy alto cuando la tensión está por debajo de un umbral (de forma que todos los conductores permanecen desconectados de tierra en funcionamiento normal) y con valor casi nulo cuando se supera el umbral (de forma que todos los conductores son conectados a tierra durante la breve duración de la sobretensión). Estos dispositivos tienen un tiempo de actuación bajo (inferior a los 25 ns) y una corriente máxima de actuación de 15 kA, con una tensión residual inferior a 2 kV.

Es importante tener en cuenta que cuando un varistor actúa, realiza un cortocircuito entre sus conexiones. De ahí que se deba evitar su ubicación entre elementos que puedan interactuar de forma dañina cuando se produce un cortocircuito. Por ejemplo, la figura 9.12 muestra el estado en el que quedó una caja de protecciones después de que los descargadores de tensión que albergaba entrasen en funcionamiento. Esta caja estaba conectada a la salida del generador fotovoltaico y de ella partían varios metros de cable hasta el inversor DC/AC. Pero los descargadores no eran el último elemento de la caja: entre ellos y la salida se instalaron sendos fusibles en cada polo. ¿Qué ocurrió? Cuando los descargadores entraron en funcionamiento para intentar reducir una sobretensión atmosférica, se comportaron como un cortocircuito. Este camino fácil ofrecido por los varistores fue aprovechado por los condensadores que los inversores tienen en la entrada para descargar su carga almacenada. Esta descarga adicional podía ser asumida sin problemas por los descargadores, pero también atravesó a los fusibles, que no estaban capacitados para hacer frente a esta intensidad. Los fusibles explotaron y con ellos todos los elementos de la caja. La solución fue sencilla: se retiraron todos los fusibles situados entre los descargadores de tensión y el inversor.

9.4. Elementos de protección

A continuación se describen los diferentes elementos que son necesarios para acometer las tareas de protección reseñadas en los puntos anteriores.

9.4.1. Protecciones en DC

Cortocircuitos

El cortocircuito es un punto de trabajo no peligroso para un módulo o rama fotovoltaica. Sin embargo, cuando se conectan varias ramas en paralelo, al establecerse un cortocircuito puede circular por una rama una corriente inversa alimentada por el resto de ramas. Para limitar esta corriente inversa, la norma IEC 62548 exige el empleo de fusibles como medio de protección, teniendo en cuenta el número de ramas y la corriente máxima que admite el módulo. En cualquier caso, en generadores con varias ramas

[7] Según la ITC-BT-08, dos tomas de tierra son independientes cuando al circular la máxima corriente de defecto por una de ellas, la otra no alcance, respecto a un punto de potencial cero, una tensión superior a 50 V.

[8] El cálculo de esta probabilidad requiere del uso de mapas de nivel isoceráunico y puede ser estimada mediante el procedimiento descrito en el apartado 4.2 de [Bec+00].

FIGURA 9.12: *Efectos del funcionamiento de un diseño defectuoso de una caja de protecciones que incluye descargadores de tensión.*

se recomienda incluir fusibles en cada rama y polo[9]. Por otra parte, el portafusible asociado sirve como elemento de seccionamiento, facilitando las tareas de mantenimiento. Ahora bien, el establecimiento o la extinción de un cortocircuito pueden ocasionar fácilmente un arco eléctrico si la maniobra no se realiza con suficiente celeridad. De ahí que el seccionamiento de parte del generador empleando los portafusibles deba realizarse exclusivamente cuando el inversor se encuentra en modo de parada, asegurando que no circula corriente por las ramas correspondientes..

Por otra parte, para evitar cortocircuitos ocasionados por eventuales pérdidas de aislamiento en cables, es recomendable la conducción separada del positivo y del negativo. Esta recomendación debe realizarse de forma que el área efectiva ante tormentas eléctricas siga siendo la mínima posible.

La elección de los fusibles se realiza mediante las ecuaciones 9.11 y 9.12:

$$I_B < I_n < I_z \tag{9.11}$$

$$I_2 < 1{,}45 \cdot I_z \tag{9.12}$$

siendo I_B la intensidad de diseño de la línea, I_n la intensidad nominal del dispositivo de protección, I_z la intensidad admisible por el conductor e I_2 la intensidad que asegura efectivamente el funcionamiento del dispositivo de protección. Para fusibles, normalmente $I_2 = 1{,}6 \cdot I_n$. En instalaciones fotovoltaicas suele emplearse la relación $I_n \geq 1{,}25 \cdot I_{sc}$ para evitar paradas innecesarias, siendo I_{sc} la corriente de cortocircuito de la rama asociada al fusible en cuestión.

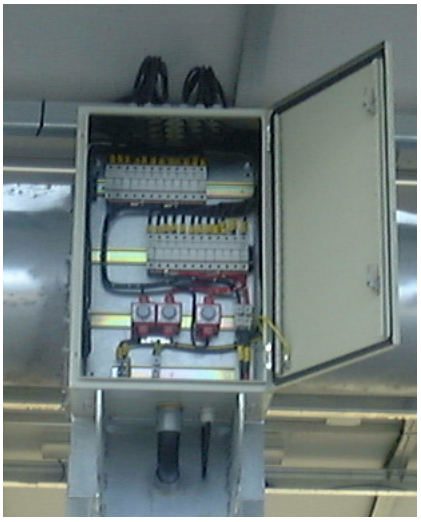
En las instalaciones eléctricas convencionales es frecuente el empleo de fusibles (y otros elementos de protección) en cascada con poder de corte creciente en dirección al punto de conexión a red. Esta práctica se basa en que, en la red convencional, la corriente de cortocircuito es sustancialmente superior a la de operación. Sin embargo, su traslación directa a los sistemas fotovoltaicos carece de sentido dada la similitud entre ambas corrientes. Aunque puede defenderse su utilidad al permitir el seccionamiento parcial del generador debe tenerse en cuenta que esta funcionalidad la ofrece el portafusibles y no el fusible mismo.

Sobretensiones

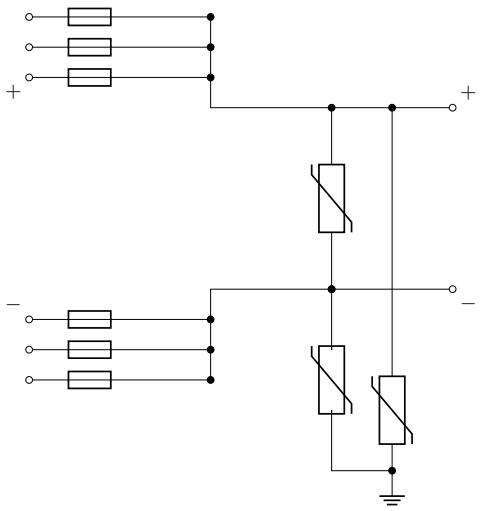
La entrada de los equipos electrónicos (inversores o reguladores) está protegida mediante descargadores de tensión, tal y como ha sido descrito en el apartado de protección de equipos. El rango de la tensión de operación está definido por la tensión en el punto de máxima potencia y tensión de circuito abierto del generador fotovoltaico.

En la figura 9.13 se muestra un ejemplo de una caja de protecciones situada a la salida de un generador fotovoltaico y el esquema correspondiente. Esta caja incluye un fusible por rama tanto en el polo positivo como en el negativo. A la salida del paralelo de estos fusibles se han instalado tres descargadores de tensión, uno para conectar el polo positivo con tierra, otro para conectar el polo negativo con tierra y otro tercero para interconectar los dos polos. Existen equipos comerciales que incluyen los tres descargadores interconectados.

[9]Para instalaciones fotovoltaicas son de uso común los fusibles de tipo gG normalizados según la norma EN 60269.



(A) *Caja de protecciones*



(B) *Esquema eléctrico*

FIGURA 9.13: *Caja de protecciones DC. Incluye dos fusibles por rama y descargadores de tensión entre polos y tierra.*

9.4.2. Protecciones en AC

Cortocircuitos y sobrecargas

Según el Real Decreto 1699/2011[BOE11] es necesario incluir un elemento de corte general, que habitualmente es un interruptor magnetotérmico omnipolar. Este interruptor, que se ubica en el cuadro de contadores de la instalación fotovoltaica, será accesible sólo a la empresa distribuidora, con objeto de poder realizar la desconexión manual, que permita la realización, de forma segura, de labores de mantenimiento en la red de la compañía eléctrica. Esta inaccesibilidad obliga a introducir un segundo magnetotérmico omnipolar en la instalación, de menor intensidad nominal, que será el que realmente proteja a la instalación AC de las sobrecargas y cortocircuitos. Este segundo magnetotérmico actuará antes que el interruptor general manual, salvo cortocircuitos de cierta importancia provenientes de la red de la compañía. Asimismo, con el fin de dar cierta independencia a las líneas propias de cada inversor, se suele incluir un interruptor magnetotérmico de menor corriente para cada inversor.

Se recomienda el empleo de magnetotérmicos tipo C, los utilizados cuando no existen corrientes de arranque de consumo elevadas, cumpliendo las ecuaciones 9.11 y 9.12, junto con la relación $I_2 = 1{,}45 \cdot I_n$, característica de los interruptores magnetotérmicos normalizados.

Fallos a tierra

La instalación contará con un interruptor diferencial de sensibilidad adecuada[10] en la parte de corriente alterna, para proteger de derivaciones en este circuito. Con el fin de que sólo actúe por fallos a tierra, será de una corriente asignada superior a la del magnetotérmico de protección.

Para comprender dónde debe ser ubicado este interruptor, es necesario recordar su funcionamiento. Un interruptor diferencial está basado en un toroide que enlaza a todos los conductores. Si existe una corriente de defecto, la corriente en cada conductor es diferente (figura 9.14). La corriente de defecto circulará por tierra hasta alcanzar un camino de entrada al circuito. En redes de distribución pública, donde el esquema de conexión a tierra es TT, este camino de entrada se encuentra en la puesta a tierra del neutro del centro de transformación.

Supongamos ahora que se coloca un interruptor diferencial (simbolizado en la figura 9.14 por un círculo) a la izquierda del fallo a tierra. En esta posición la corriente que circula por los dos conductores es la misma, el interruptor diferencial no detectará ninguna anomalía y no cortará el circuito. Sin embargo, si el interruptor estuviese situado entre el fallo y la puesta a tierra del centro de transformación, detectaría el defecto dado que, en ese punto, la corriente que circula por cada conductor es diferente. Por tanto, el diferencial *no* protege el tramo comprendido entre él y el centro de transformación.

[10] En entornos industriales se admiten interruptores con sensibilidad de 300 mA, mientras que para instalaciones domésticas este valor se reduce a 30 mA.

Es así que, para proteger la mayor longitud de circuito posible, la ubicación del interruptor diferencial debe estar lo más cerca posible del punto de conexión con la red eléctrica. En otras palabras, es un error situar el interruptor diferencial justo en la salida de los inversores, dado que todo el tramo entre ese punto y la conexión con la red quedará desprotegido.

Por otra parte, es importante tener en cuenta que, al estar basado en la ley de Faraday (fuerza electromotriz creada por un flujo magnético *variable*), no funciona en circuitos de corriente continua.

Puesta a tierra

Según el Real Decreto 1699/2011 [BOE11], en que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, la puesta a tierra se realizará de forma que no altere la de la compañía eléctrica distribuidora, con el fin de no transmitir defectos a la misma. Asimismo, las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora.

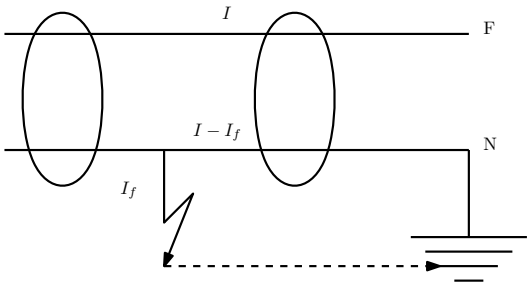


FIGURA 9.14: *Funcionamiento de un interruptor diferencial.*

Capítulo 10

Tiempo de Retorno Energético de Sistemas Fotovoltaicos

10.1. Introducción

Para conseguir que un sistema generador de energía funcione como tal, es necesario el empleo de diferentes técnicas que a su vez demandan el consumo de diferentes fuentes de energía. Así, a lo largo de su ciclo de vida, además de producir energía y diferentes residuos, un sistema generador requerirá el empleo de energía para la fabricación de sus componentes, el tratamiento del terreno en el que será ubicado, el transporte e instalación de los equipos que lo forman, el combustible necesario para su funcionamiento, la reposición de los equipos que agotan su ciclo, etc.

El Análisis de Ciclo de Vida –*Life Cycle Assesment* (LCA)– tiene como objetivo documentar y analizar los impactos que un sistema provoca sobre su entorno desde su producción hasta su desmantelamiento y reciclaje (la terminología inglesa utiliza expresiones como *from cradle to grave*, de la cuna a la tumba, para expresar este concepto).

Para la aplicación de este enfoque al estudio del impacto *energético* de un SFCR se estudian tres fuentes de información:

- Inventarios de Ciclos de Vida (*Life Cycle Inventory*, LCI) de los procesos empleados para implementar un SFCR. A partir de estos LCIs es posible estimar el impacto energético asociado.
- Radiación global del lugar en el que el SFCR va a desempeñar sus funciones
- Características técnicas de los diferentes componentes del SFCR que permitan estimar la energía producida a lo largo de toda su vida útil.

En el capítulo 6 se han descrito los métodos que se deben emplear para estimar la producción energética de un SFCR a partir de la radiación global y las características de los principales equipos de un SFCR. Este capítulo analiza el impacto energético de los métodos de producción de los principales componentes de un SFCR. De esta manera se obtendrá información del flujo de energía necesario para el buen funcionamiento de un SFCR, y se establecerán comparativas y análisis sobre la influencia de las diferentes técnicas de seguimiento en el rendimiento energético.

Cabe reseñar la existencia de numerosos estudios previos que han analizado con diversos enfoques el impacto ambiental de los sistemas fotovoltaicos. En general, pueden establecerse dos grupos principales: el de aquellos análisis que ponen el acento en el módulo fotovoltaico, dedicando una atención secundaria al resto de equipos; y el de los que recogen las cifras estimadas por otros para cuantificar el impacto del módulo, y detallan la implicación de los otros equipos que componen el sistema. Como representación del primer grupo cabe destacar las referencias [Als00; AWS06; WS13], aunque la lista que compone este conjunto es amplia y diversa en resultados [KL97], [KJ01; Jun05; DF98]. En el segundo grupo es referente el estudio realizado por [Mas+06], aunque otros estudios menos recientes contienen comparativas interesantes [Mei02; KR04; Fra+98]. No obstante, es destacable que ninguno de los trabajos reseñados analiza el ciclo de vida de sistemas de seguimiento.

10.2. Métodos

10.2.1. Fronteras del Estudio

La aplicación de un estudio del ciclo de vida energético a un sistema exige la definición de las fronteras espaciales y temporales que contienen los productos y procesos que formarán parte del cálculo. Esta definición de fronteras permite establecer indicadores útiles para la comparación con sistemas alternativos. En el caso que nos ocupa, el objetivo es analizar el comportamiento de diferentes técnicas de seguimiento a lo largo de su vida útil. Por tanto, las fronteras dejarán fuera los componentes cuya elección y diseño dependen de condiciones coyunturales (por ejemplo, normativa local de conexión a red en Media Tensión), y en todo caso, debieran ser adoptados por el diseñador independientemente de la técnica de seguimiento adoptada. Por simplificarlo con una etiqueta, diremos que la frontera es la Baja Tensión (BT).

Así, nuestro LCI incluirá la energía empleada en la fabricación y transporte de los módulos fotovoltaicos, cableado de BT, inversores, estructura de soporte y cimentaciones, y no se tendrán en cuenta los Centros de Transformación y Lineas de Media Tensión. Otros procesos incluidos dentro de la frontera de Baja Tensión se descartan por su escasa influencia en la contabilidad global: protecciones de BT, mano de obra, equipos accesorios de obra, sistemas de comunicaciones, documentación y tareas de mantenimiento.

10.2.2. Reposición de Equipos

A lo largo de la vida útil del sistema (por ejemplo, 30 años) ciertos componentes deberán ser reemplazados para garantizar la disponibilidad del sistema como generador. El impacto energético asociado deberá ser incluido en el análisis, teniendo en cuenta la tasa de fallos asociado a cada componente, y por tanto la frecuencia de reposición de equipos o tareas de reparación necesarias.

La tasa de fallos de un módulo fotovoltaico es muy baja –en general, los fabricantes aportan garantías que superan los 20 años–, y consecuentemente el impacto energético es despreciable en el cálculo global.

Los inversores se caracterizan por tasas de fallos más elevadas, aunque en general debido a sus componentes electrónicos y no a las etapas de potencia (puente de transistores IGBTs y transformador, que son los partes del inversor que más contribuyen a su impacto energético). Actualmente, es frecuente encontrar inversores diseñados para evitar la sustitución total del equipo cuando la avería se ha producido fuera de las etapas de potencia, disminuyendo considerablemente el impacto energético durante el ciclo de vida del sistema.

El cableado, estructura metálica y cimentación se caracterizan por su estabilidad: garantizar su disponibilidad solo exige actuaciones menores de mantenimiento sin influencia relevante en el cálculo energético (por ejemplo, repaso de soldaduras en la estructura, o aplicación de empalmes en cableado).

En resumen, el impacto energético asociado a la reposición de equipos para garantizar la disponibilidad del sistema no es relevante en el cálculo global.

10.2.3. Contribución Energética de Procesos y Productos

Una vez definida la frontera que delimita el estudio, comienza la tarea nada evidente de asignar valores unitarios de energía a cada proceso y producto. Como se señaló en la introducción, no son pocos los estudios que informan de conjuntos de valores para sistemas fotovoltaicos. La bibliografía reseñada provee de detallada información sobre el principal componente, el módulo fotovoltaico, resolviendo sin tanta profundidad los impactos de los otros componentes englobados en el *Balance of System* o *Resto del Sistema*). En general, todos los documentos trabajan con sistemas estáticos sin ninguna referencia relevante a técnicas de seguimiento.

Como se verá en la relación de resultados, la contribución de este *resto del sistema* ronda la cuarta parte del total de la energía invertida, valor en absoluto desdeñable. No obstante, todos los valores deben tratarse con la debida precaución, tanto en lo relativo a módulos fotovoltaicos como al resto del sistema: la variedad de materiales y procedimientos tecnológicos son difícilmente cuantificables con cifras caracterizadas simultáneamente por su exactitud y generalidad, máxime cuando las reticencias impuestas por la confidencialidad industrial contribuyen al ruido en la información. Por ejemplo, [Als00] realiza una revisión de estimaciones publicadas en la que encuentra valores en un rango comprendido entre $5300\,\mathrm{MJ/m^2}$ y $16\,500\,\mathrm{MJ/m^2}$ para la fabricación de módulos de silicio monocristalino. Es más, a pesar de realizar un análisis comparativo para conseguir la mejor estimación, que este autor cifra en $5700\,\mathrm{MJ/m^2}$, concluye que la incertidumbre no es menor del 40 %. De ahí que los resultados que se obtengan serán meramente indicativos y útiles en el contexto de la comparativa enunciada.

Hechas estas aclaraciones se enumeran las fuentes de información de las que nos hemos servido para obtener valores unitarios de energía de procesos y productos. Téngase en cuenta que todo el inventario recopila cifras de energía primaria.

Según la referencia [AWS06], la energía primaria empleada en la fabricación de los módulos fotovoltaicos de silicio monocristalino es de 5200 MJ/m^2, con el desglose recogido en la tabla 10.1. El documento de esta referencia es el resultado de un proyecto colaborativo, en el que numerosas empresas e investigadores han aunado esfuerzos para recopilar LCIs que representan el estado actual de la tecnología de producción de módulos de silicio cristalino. Se debe señalar que la energía empleada en el marco de aluminio ha sido estimada a partir de [BAH97] teniendo en cuenta la proporción de aluminio reciclado empleado en el proceso de la empresa Isofotón.

La energía empleada en la fabricación de inversores ha sido calculada a partir de la tabla II de [AWS06] adaptada a inversores de diferentes tamaños y fabricantes, mientras que la empleada en la fabricación del cableado (cobre y aluminio), estructuras metálicas (acero galvanizado) y cimentaciones (hormigón y acero) ha sido calculada a partir de [BAH97]. El cálculo de energía empleado en el transporte de todos los equipos y materiales se ha realizado a partir de las cifras publicadas en http://en.wikipedia.org/wiki/Fuel_efficiency_in_transportation.

Para componer el resultado total por sistema se han utilizado valores promedio resultantes de proyectos diseñados y ejecutados por Isofotón en las modalidades de seguimiento a doble eje, horizontal y estática. Los parámetros recopilados de estos proyectos han sido la potencia del generador e inversor, secciones y distancia de cableado, peso de acero de estructura, volumen de hormigón y peso de acero en armado de cimentación. La energía empleada en el transporte de los componentes principales ha sido estimada con distancias medias entre las localizaciones de los suministradores de equipos y las ubicaciones de los diferentes proyectos. Los detalles de los proyectos, equipos implicados y cálculos asociados están documentados en el artículo [Per+09].

10.2.4. Métricas

Una vez obtenidos los valores de energía empleada en el sistema (E_{LCA}) y energía producida por el mismo (E_{ac}) durante todo el ciclo de vida, son de uso común diferentes métricas para comparar diferentes tecnologías de generación. Las más frecuentes son las denominadas *eficiencia del ciclo de vida* y *tiempo de recuperación de la energía empleada*, particularmente esta última [Mei02; KL97]:

- Eficiencia del ciclo de vida, que puede definirse de diversas formas:
  - Ratio entre la producción neta del sistema respecto a la radiación incidente durante el ciclo de vida [KL97]:
$$\eta_{LCA} = \frac{E_{ac} - E_{LCA}}{G_{ef}} \tag{10.1}$$
  - Ratio entre la producción del sistema respecto a la suma de energías que entran en el sistema (energía empleada durante su ciclo de vida y radiación incidente) [Mei02]:
$$\eta_{LCA} = \frac{E_{ac}}{E_{LCA} + G_{ef}} \tag{10.2}$$
- Tiempo de recuperación de la energía empleada (*Energy PayBack Time*, EPBT):
$$EPBT = \frac{E_{LCA}}{E_{ac}} \tag{10.3}$$

TABLA 10.1: *Contribución energética de cada fase en el proceso de fabricación de un módulo fotovoltaico de silicio monocristalino [AWS06].*

Fase	Contribución (%)
Marco	5
Ensamblado de Módulo	7,25
Producción de célula	9,05
Lingote y Oblea	47,1
Aprovisionamiento de Silicio	31,6

En los análisis que involucran a sistemas de energía solar o eólica, en los que el recurso no representa ningún coste energético, los resultados aportados por la eficiencia de ciclo de vida son poco significativos, y no aportan más información de la que puede aportar el cálculo convencional de la eficiencia de conversión. Mucho más útil es el uso del EPBT, y de ahí su mayor frecuencia de uso en todos los estudios reseñados. En este análisis se considerará exclusivamente esta métrica como herramienta comparativa.

10.2.5. La Cuestión del Mix Energético

Para aquellas fases del proceso que utilizan energía eléctrica como fuente principal, estas cifras de energía primaria dependen fuertemente de los valores de eficiencia de conversión del sistema energético donde se localizan las diferentes fases del proceso. Estos valores se calculan a partir de la composición de fuentes energéticas –el denominado mix energético– variable por países y regiones. En este estudio se ha supuesto una eficiencia de 0,31, representativo del mix característico de la zona UCTE[1] [AWS06].

El proceso de producción de un módulo fotovoltaico a partir de polisilicio es mayoritariamente eléctrico (el 80 % de la energía primaria se emplea en generar electricidad) y por tanto, olvidando consideraciones geopolíticas, sería aconsejable localizar los centros de fabricación en zonas con un alto valor de eficiencia de conversión (por ejemplo, zonas con alta penetración de energía hidráulica, eólica y solar). Desde el punto de vista medioambiental (por ejemplo, emisión asociada de gases de efecto invernadero), el impacto de los sistemas fotovoltaicos será tanto menor cuanto mayor la penetración de las energías renovables en la red.

De la misma manera, la energía eléctrica producida por el SFCR es traducida a su valor de energía primaria teniendo en cuenta el *mix* energético de la localidad del sistema. En general, esta ubicación está distante de las localidades donde se fabrican los componentes del SFCR, lo que conduce a dos valores diferentes de eficiencia de conversión del sistema eléctrico. Suponiendo constantes los valores de energía eléctrica producida y empleada, en general se obtendrán menores valores de EPBT ubicando los procesos de fabricación en zonas con sistemas eléctricos muy eficientes (alta penetración de hidráulica, eólica y solar) e instalando los correspondientes SFCR en zonas con sistemas eléctricos poco eficientes (alta penetración de generadores basados en fuentes fósiles) [KR04].

10.3. Resultados

Combinando estas fuentes de información se compone la tabla 10.2. Todas las cifras son valores de energía primaria (MJ_p) normalizados con la potencia nominal del generador (kWp).

10.3.1. Energía Requerida

Según la tabla 10.3, aproximadamente tres cuartas partes de la energía empleada en las fases de fabricación y ejecución del sistema recaen en el generador fotovoltaico. En segundo lugar de importancia destaca la energía dedicada a la estructura de soporte y su cimentación. Debido a los requerimientos de carga de viento de las estructuras de seguidores de doble eje (altura de 10 metros, gran superficie expuesta, único punto de apoyo, etc.), esta contribución es considerablemente superior a la necesaria para sistemas estáticos –una cuarta parte del total, aproximadamente el doble que lo necesario en un sistema estático. Sin embargo, los sistemas de seguimiento horizontal dedican a estas partidas valores de energía similares a los sistemas estáticos, porque la estructura descansa sobre un eje horizontal a baja altura del terreno, con apoyos distribuidos que reducen las necesidades de cimentación respecto a los seguidores de doble eje. La importancia del resto de partidas es secundaria. Merece la pena destacar que, a pesar de ser necesario emplear cantidades superiores de cable en plantas de seguimiento a doble eje –debido a su mayor ocupación de terreno por sombreado mutuo–, la influencia final es mínima en las tres tipologías.

10.3.2. EPBT

La tabla 10.3 recoge el resumen de distribución de valores del EPBT para los distintos sistemas considerados en las condiciones de radiación y latitud de Europa. Estos valores están representados en las figuras 10.1, 10.2 y 10.3.

[1] La "Unión para la Coordinación y Transmisión de la Electricidad" es la asociación de operadores del sistema de transmisión en Europa continental, con el objetivo de coordinar los intereses de los operadores de 23 países europeos. Más información en UCTE http://www.ucte.org/.

TABLA 10.2: *Cuantificación de los componentes principales de una planta fotovoltaica. Todas las cantidades están referidas a una potencia de generador FV de 1 kWp.*

Componente	Doble Eje (MJ_p/kWp)	Doble Eje (%)	Eje Horizontal N-S (MJ_p/kWp)	Eje Horizontal N-S (%)	Estático (MJ_p/kWp)	Estático (%)
Módulo	41 819	69,54 %	41 819	78,67 %	41 819	81,99 %
Estructura de Soporte	9 329	15,51 %	6 108	11,49 %	4 459	8,74 %
Mecanismos de seguimiento	248	0,41 %	58	0,11 %	0	0,00 %
Cimentación (acero)	3 371	5,61 %	1 536	2,89 %	0	0,00 %
Cimentación (hormigón)	2 445	4,07 %	1 281	2,41 %	2 352	4,61 %
Transporte	1 339	2,23 %	900	1,69 %	1 037	2,03 %
Inversor	1,091	1,81 %	1 091	2,05 %	1 091	2,14 %
Cableado	497	0,83 %	364	0,68 %	248	0,49 %
Total	60 140	100 %	53 157	100 %	51 005	100 %

Tal y como ya han señalado otros autores, durante su vida útil un sistema fotovoltaico es capaz de devolver varias veces la energía que ha sido empleada en él. Las figuras 10.1, 10.2 y 10.3 muestran un conjunto de valores de EPBT que se encuentran, para las condiciones de Europa, en un rango entre 2 y 5 años, dependiendo del modo de seguimiento y la latitud, lo que implica que un SFCR sería capaz de entregar entre 6 a 15 veces la energía empleada, suponiendo una vida útil de 30 años. Estas cifras concuerdan con las presentadas en la bibliografía reseñada.

10.3.3. Comparativa entre Sistemas

Las figuras 10.4 y 10.5 comparan los resultados para los tres sistemas y los relacionan con la radiación. En general, en las condiciones de radiación y valores de latitude de Europa y desde la perspectiva del EPBT, las dos tecnologías de seguimiento son preferibles a los sistemas estáticos.

La comparación entre las dos tecnologías de seguimiento debe realizarse con más precaución. Tanto con la latitud como con la radiación (figura 10.5) aparece una relación según la cual el seguimiento a doble eje es preferible en latitudes altas y radiaciones bajas. En toda la superficie en estudio el seguimiento a doble eje ofrece valores de EPBT inferiores al seguimiento horizontal con diferencias que oscilan entre el 9 y 15 %. Como ya se ha señalado en los capítulos precedentes, la información de la que parten estos cálculos (radiación efectiva, energía producida y energía empleada) está sometida a una incertidumbre que puede ser incluso superior a estas diferencias.

Como se puede ver en las pendientes de la figura 10.5, el ratio $EPBT/G_a(0)$ es similar en todo el rango de radiación horizontal para las dos tecnologías de seguimiento estudiadas, y algo superior para estática. La menor energía empleada en una instalación estática por su mayor simplicidad respecto a los sistemas de seguimiento no compensa su peor productividad como generador.

Volviendo a la tabla 10.3, la gran importancia del generador fotovoltaico aconseja emplear algo más de energía en el resto de componentes para mejorar la productividad del sistema y obtener el mayor

TABLA 10.3: *Resumen estadístico de los valores de EPBT de sistemas estáticos y de seguimiento para la región geográfica comprendida entre* $-10°$ *y* $10°$ *de longitud, y* $30°$ *a* $45°$ *de latitud.*

EPBT	Min	Primer Cuartil	Mediana	Media	Tercer Cuartil	Max
Doble Eje	2,1	2,4	2,6	2,7	2,82	4,34
Horizontal N-S	2,3	2,65	2,88	3	3,17	4,9
Estático	2,68	3	3,22	3,3	3,45	4,8

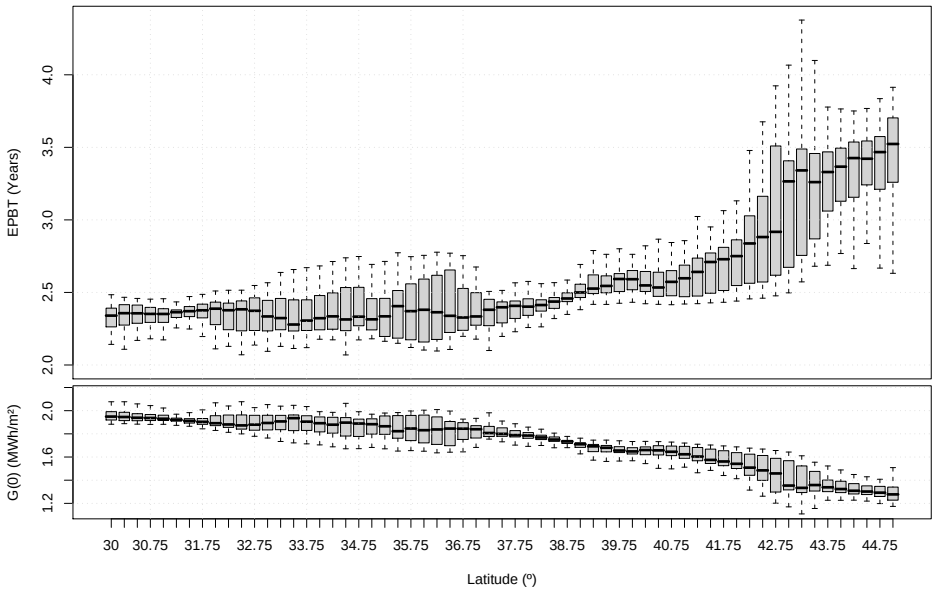


FIGURA 10.1: *EPBT de un SFCR con seguimiento a doble eje para la región geográfica comprendida entre* $-10°$ *y* $10°$ *de longitud, y* $30°$ *a* $45°$ *de latitud. La figura inferior muestra los valores anuales de radiación global en el plano horizontal como referencia.*

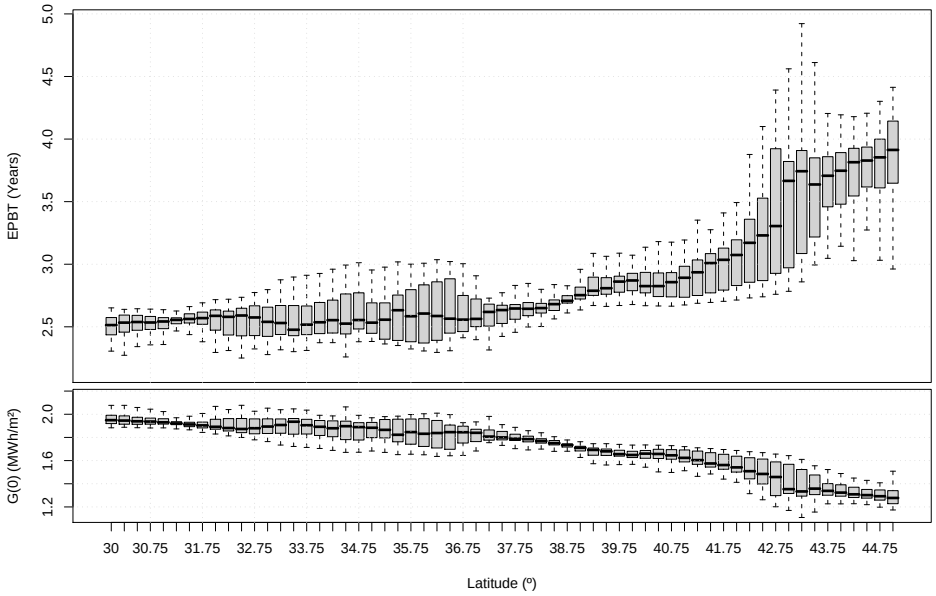


FIGURA 10.2: *EPBT de un SFCR con seguimiento horizontal N-S para la región geográfica comprendida entre* $-10°$ *y* $10°$ *de longitud, y* $30°$ *a* $45°$ *de latitud. La figura inferior muestra los valores anuales de radiación global en el plano horizontal como referencia.*

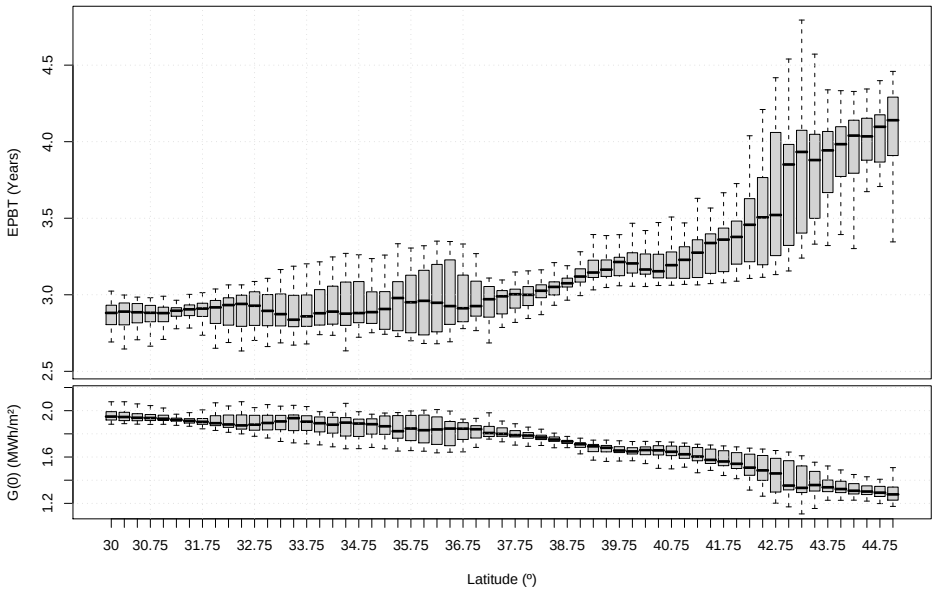


FIGURA 10.3: *EPBT de un SFCR estático para la región geográfica comprendida entre* $-10°$ *y* $10°$ *de longitud, y* $30°$ *a* $45°$ *de latitud. La figura inferior muestra los valores anuales de radiación global en el plano horizontal como referencia.*

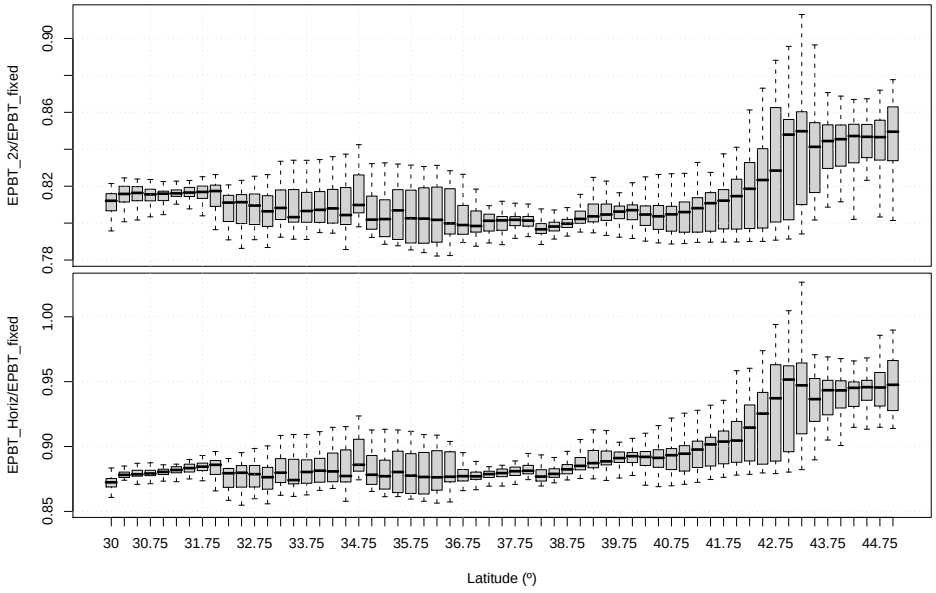


FIGURA 10.4: *Comparación entre los valores de EPBT de un sistema a doble eje y un estático (figura superior), y un sistema de seguimiento de eje horizontal N-S con un estático (figura inferior) para la región geográfica comprendida entre* $-10°$ *y* $10°$ *de longitud, y* $30°$ *a* $45°$ *de latitud.*

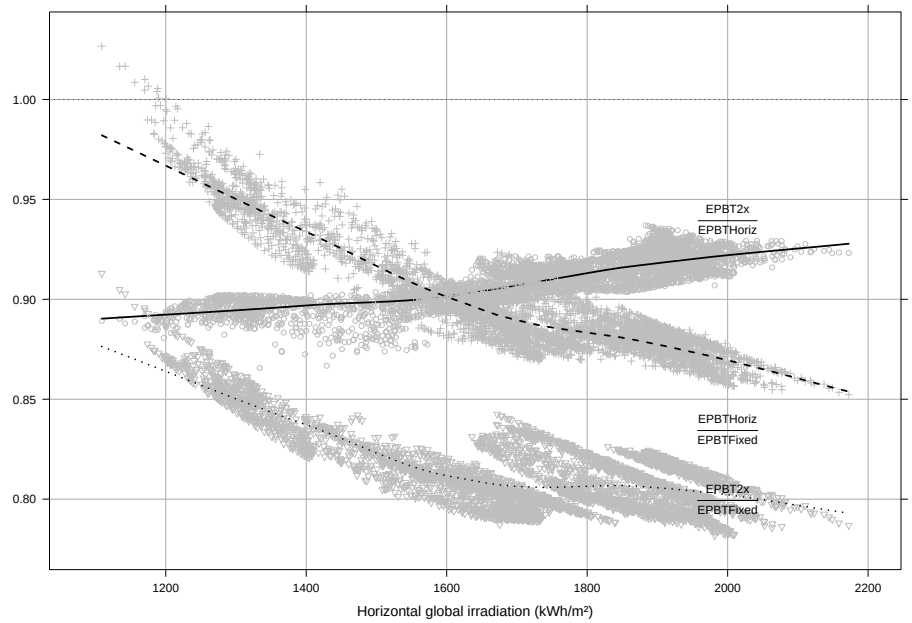


FIGURA 10.5: *Comparación entre los EPBT de los diferentes sistemas frente a la radiación global en el plano horizontal en la región geográfica comprendida entre* $-10°$ *y* $10°$ *de longitud, y* $30°$ *a* $45°$ *de latitud.*

rendimiento posible del componente más costoso energéticamente. Tanto el seguimiento a doble eje como horizontal siguen este camino, demandando mayor energía en estructura metálica, cimentaciones y cableado, que se ve compensada ampliamente por la mayor productividad del sistema.

Otra forma de optimizar los valores de EPBT es la adoptada por los sistemas de concentración, en los que el material activo es sustancialmente reducido gracias al uso de componentes ópticos, cuyo contenido energético es notablemente inferior. Además, las células empleadas en estos sistemas suelen ofrecer cifras de eficiencia superiores a las de los módulos convencionales, con el consiguiente ahorro en material activo. A cambio, estos sistemas son ciegos a la radiación difusa y requieren de un sistema de seguimiento con elevadas prestaciones estructurales y de precisión. Dado el carácter preindustrial de los equipos existentes hasta la fecha, y la falta de experiencia de campo equivalente a la existente para módulos planos, todos los análisis al respecto deben abordarse con cautela. No obstante, mencionaremos el estudio de [PD05], que arroja cifras de EPBT inferiores a un año para sistemas fabricados en Alemania y explotados en Almería (alto índice de claridad), mostrando que el mayor consumidor de energía del sistema es ahora el acero estructural, con más del 40 % del total.

Cabe señalar que todas las comparativas que involucran a los sistemas estáticos pierden su validez en el campo de la integración arquitectónica, siempre y cuando el generador fotovoltaico sirva efectivamente como elemento estructural del edificio, y no como mero recubrimiento. En este caso, los requerimientos de acero estructural, aluminio y hormigón para cimentación pueden reducirse en gran medida si el diseño y ejecución aprovecha las sinergias entre el edifico y el generador fotovoltaico. Por ejemplo, un análisis comparativo de sistemas estáticos convencionales y sistemas de integración arquitectónica muestra que la energía empleada en estos componentes puede ser tres veces inferior en los sistemas que sacan partido de los edificios frente a los que se instalan sobre el terreno [Fra+98].

Apéndice A

Enlaces útiles

Los enlaces siguientes han sido revisados en Diciembre de 2013.

A.1. Bases de datos de irradiación procedentes de estaciones meteorológicas

- Red SIAR: http://eportal.magrama.gob.es/websiar/Inicio.aspx
- Junta de Andalucía: http://www.juntadeandalucia.es/agriculturaypesca/ifapa/ria/servlet/FrontController
- Xunta de Galicia: http://www2.meteogalicia.es/galego/observacion/estacions/estacions.asp#
- Castilla - La Mancha: http://crea.uclm.es/siar/datmeteo/
- La Rioja: http://www.larioja.org/npRioja/default/defaultpage.jsp?idtab=722719
- Navarra: http://meteo.navarra.es/estaciones/mapadeestaciones.cfm
- Cataluña: http://www.meteo.cat/xema/AppJava/SeleccioPerComarca.do
- NREL-MIDC: http://www.nrel.gov/midc/
- HELIOS-IES (Madrid): http://helios.ies-def.upm.es/

A.2. Bases de datos de irradiación procedentes de imágenes de satélite

- NASA: http://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?
- PVGIS: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#
- SODA-Esra: http://www.soda-is.com/eng/services/services_radiation_free_eng.php
- EUMETSAT Satellite Application Facility on Climate Monitoring http://www.cmsaf.eu

A.3. Revistas

- Photon International: http://www.photon-magazine.com/
- Progress in Photovoltaics: http://onlinelibrary.wiley.com/journal/10.1002/%28ISSN%291099-159X
- Solar Energy: http://www.sciencedirect.com/science/journal/0038092X
- Renewable Energy: http://www.sciencedirect.com/science/journal/09601481
- Energías Renovables: http://www.energias-renovables.com/energias/renovables/
- Era Solar: http://www.erasolar.es/

A.4. Recursos generales

- PVResources: http://www.pvresources.com/
- Solar Buzz: http://www.solarbuzz.com/
- UNEF: http://www.unef.es
- Documentos del IES: http://138.4.46.62:8080/ies/index.jsp
- Programa Fotovoltaico de la Agencia Internacional de la Energia: http://www.iea-pvps.org/
- CIEMAT-Energías Renovables: http://www.energiasrenovables.ciemat.es/
- Solarweb: http://www.solarweb.net/

A.5. Electrotecnia

- Equipos industriales: http://www.directindustry.com/
- Guía de diseño de instalaciones eléctricas (Schneider Electric): http://www.schneiderelectric.es/sites/spain/es/productos-servicios/distribucion-electrica/descarga/pdf-guia-diseno-instalaci
  page
- Base de Precios PREOC: http://www.preoc.es/(Base de Precios>Precios Descompuestos>D45 Energía Solar Fotovoltaica)
- Tú verás: http://tuveras.com/index.html
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión: http://www.f2i2.net/legislacionseguridadindustrial/LegislacionNacionalGrupo.aspx?idregl=76

A.6. R

- Página general: http://www.r-project.org/
- Manuales oficiales: http://cran.r-project.org/manuals.html
- Manuales externos: http://cran.r-project.org/other-docs.html
- Paquetes (mirror ES): http://cran.es.r-project.org/web/packages/
- Agregador de Blogs: http://www.r-bloggers.com/
- solaR: http://oscarperpinan.github.io/solar/

Apéndice B

Ejercicios de Geometría y Radiación Solar

B.1. Ángulos Solares

- Calcula el Azimut, Ángulo Cenital y Altura Solar, Duración del Dia para el día del año 120, 2 horas después del mediodía, latitud 37,2°N:

$$2 \cdot |\omega_s| = 13{,}5\,\text{h}$$

$$\gamma_s = 55{,}1^\circ$$

$$\psi_s = 57{,}7^\circ$$

- Calcula el Azimut, Ángulo Cenital y Altura Solar, Duración del Dia para el día del año día del año 340, 2 horas después del amanecer, latitud 15°S:

$$2 \cdot |\omega_s| = 12{,}85\,\text{h}$$

$$\gamma_s = 27{,}13^\circ$$

$$\psi_s = -108{,}2^\circ$$

- Calcula la duración del día 261 del año en las siguientes latitudes:
  - 10°N: 12,02 h
  - 40°N: 12,11 h
  - 70°N: 12,37 h
  - 10°S: 11,97 h
  - 40°S: 11,88 h
  - 70°S: 11,63 h

- Calcula la altura solar en el mediodía del día 25 del año en las latitudes:
  - 10°N: $\gamma_s = 60{,}74^\circ$
  - 40°N: $\gamma_s = 30{,}74^\circ$
  - 10°S: $\gamma_s = 80{,}74^\circ$
  - 40°S: $\gamma_s = 69{,}26^\circ$

- Calcula la hora solar real correspondiente al día 23 de Abril de 2010 a las 12 de la mañana, hora oficial de la ciudad de A Coruña, Galicia. Esta localidad está contenida en el meridiano de longitud 8,38°W y su hora oficial está regida por el huso horario GMT+1.

  Usamos la ecuación:

$$\omega = 15 \cdot (\mathrm{TO} - \mathrm{AO} - 12) + \Delta\lambda + \frac{\mathrm{EoT}}{4}$$

En España se aplica el horario de verano y este día está incluido en el período afectado, AO = 1.

En cuanto a las longitudes:

$$\begin{aligned}\lambda_L &= -8{,}38^\circ \\ \lambda_H &= 15^\circ \\ \Delta\lambda &= -23{,}38^\circ\end{aligned}$$

Por último, para este día la ecuación del tiempo da como resultado:

$$\begin{aligned}d_n &= 113 \\ M &= \frac{2\pi}{365{,}24} \cdot 113 = 1{,}9439 \\ \mathrm{EoT} = \mathrm{EoT} &= 229{,}18 \cdot (-0{,}0334 \cdot \sin(1{,}9439) + 0{,}04184 \cdot \sin(2 \cdot 1{,}9439 + 3{,}5884)) = 1{,}785\,\mathrm{min}\end{aligned}$$

Por tanto, $\omega = -37{,}94^\circ$ (aproximadamente las 9 y media de la mañana). El Sol culminará ($\omega = 0$) cuando sean las 14:31, hora oficial.

B.2. Componentes de irradiación en el plano horizontal

- Calcula la irradiación diaria extra-atmosférica en el plano horizontal del día 18 de septiembre ($d_n = 261$) en un lugar de latitud 40° N.

$$\delta = 23{,}45^\circ \cdot \sin\left(\frac{2\pi \cdot (261 + 284)}{365}\right) = 1{,}0089^\circ$$

$$\begin{aligned}\cos\omega_s &= -\tan(\delta)\tan(\phi) = -0{,}01478 \\ \omega_s &= -90{,}85^\circ = -1{,}586\,\mathrm{rad}\end{aligned}$$

$$\epsilon_0 = 1 + 0{,}033 \cdot \cos(2\pi \cdot 261/365) = 0{,}9928151$$

$$\begin{aligned}B_{0d}(0) &= -\frac{24}{\pi} B_0 \epsilon_0 \cdot (\omega_s \sin\phi \sin\delta + \cos\delta \cos\phi \sin\omega_s) = \\ &= 8126{,}37\,\frac{\mathrm{Wh}}{\mathrm{m}^2}\end{aligned}$$

- Calcula las medias mensuales de las componentes de la irradiación en un lugar de latitud 40° N, cuya media mensual de irradiación global en el plano horizontal en el mes de septiembre es de $G_{d,m}(0) = 4150\,\mathrm{Wh/m^2}$:

  La media mensual de la irradiación extra-atmosférica diaria en el mes de septiembre equivale a la irradiación extra-atmosférica en el día 261 (día promedio), calculado en el apartado anterior:

$$B_{0d,m}(0) = 8126{,}37\,\frac{\mathrm{Wh}}{\mathrm{m}^2}$$

  Por tanto, el índice de claridad en este mes es:

$$K_{Tm} = \frac{4150}{8126{,}37} = 0{,}5107$$

  Según la correlación de Page (medias mensuales):

$$F_{Dm} = 1 - 1{,}13 \cdot 0{,}5107 = 0{,}4229$$

Por tanto, las componentes difusa y directa son:

$$D_{d,m}(0) = 0{,}4229 \cdot 4150 = 1755{,}04 \,\frac{\text{Wh}}{\text{m}^2}$$
$$B_{d,m}(0) = 4150 - 1755{,}04 = 2394{,}97 \,\frac{\text{Wh}}{\text{m}^2}$$

- Calcula la irradiancia global y la irradiancia difusa en el plano horizontal 2 horas antes del mediodía del día 261 en un lugar con latitud $\phi = 40°\text{N}$ y con media mensual de irradiación global diaria horizontal $G_{d,m}(0) = 4150\,\text{Wh/m}^2$.

  El valor de ω 2 horas antes del mediodía es $\omega = -2\,\text{h} = -30°$.

$$r_D = \frac{\pi}{24} \cdot \frac{\cos(\omega) - \cos(\omega_s)}{\omega_s \cdot \cos(\omega_s) - \sin(\omega_s)} = 0{,}113$$
$$a = 0{,}409 - 0{,}5016 \cdot \sin(\omega_s + \frac{\pi}{3})$$
$$b = 0{,}6609 + 0{,}4767 \cdot \sin(\omega_s + \frac{\pi}{3})$$
$$r_G = r_D \cdot (a + b \cdot \cos(\omega)) = 0{,}116$$

  Calculamos las componentes de irradiancia a partir de los valores de irradiación obtenidos en el ejercicio anterior.

$$D(0) = r_D \cdot D_{d,m}(0) = 0{,}112 \cdot 1755{,}04 = 197{,}98 \,\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$$
$$G(0) = r_G \cdot G_{d,m}(0) = 0{,}116 \cdot 4150 = 481{,}4 \,\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$$
$$B(0) = G(0) - D(0) = 283{,}42 \,\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$$

- Calcula las componentes directa y difusa de la radiación solar del 17 de Septiembre (día 261) en un lugar con latitud $\phi = 40°\text{N}$ y con irradiación global diaria horizontal $G_d(0) = 4510\,\text{Wh/m}^2$.

$$B_{0d} = 8126{,}366 \,\frac{\text{Wh}}{\text{m}^2}$$
$$K_{Td} = \frac{G_d}{B_{0d}} = \frac{4510}{8126{,}366} = 0{,}55498$$
$$F_{Dd} = 1{,}188 - 2{,}272 \cdot 0{,}55498 + 9{,}473 \cdot 0{,}55498^2 -$$
$$- 21{,}856 \cdot 0{,}55498^3 + 14{,}648 \cdot 0{,}55498^4 = 0{,}4984$$
$$D_d(0) = F_{Dd} \cdot G_d(0) = 0{,}4984 \cdot 4510 = 2247{,}78 \,\frac{\text{Wh}}{\text{m}^2}$$
$$B_d(0) = G_d(0) - D_d(0) = 2262{,}22 \,\frac{\text{Wh}}{\text{m}^2}$$

B.3. Ángulos y componentes de irradiación en Sistemas Fotovoltaicos

- Calcula el ángulo de incidencia para el
  - Día del Año: 120, 2 horas después del mediodía, Latitud: 37,2°N;
    - Un sistema estático orientado al Sur y con inclinación de 30°: $\theta_s = 30{,}33°$
    - Un sistema de seguimiento horizontal N-S: $\theta_s = 17{,}98°$

- Un sistema de seguimiento acimutal con inclinación a 35°: $\theta_s = 0°$
- Un sistema de seguimiento a doble eje: $\theta_s = 0°$

- Día del Año: 340, 2 horas después del amanecer, Latitud: 15°S;
  - Un sistema estático orientado al Sur y con inclinación de 30°: $\theta_s = 75{,}1°$
  - Un sistema de seguimiento horizontal N-S: $\theta_s = 16{,}1°$
  - Un sistema de seguimiento acimutal con inclinación a 35°: $\theta_s = 27{,}87°$
  - Un sistema de seguimiento a doble eje: $\theta_s = 0°$

- Calcula la irradiancia difusa, directa, de albedo y global, en un generador inclinado 30° y orientado al Sur, 2 horas antes del mediodía del día 261 en un lugar con latitud $\phi = 40°\text{N}$ y con media mensual de irradiación global diaria horizontal $G_{d,m}(0) = 4150\,\text{Wh/m}^2$.

  En primer lugar obtenemos las variables de geometría solar:

$$\cos(\theta_{zs}) = \cos(\delta)\cos(\omega)\cos(\phi) + \sin(\delta)\sin(\phi) = 0{,}6754$$
$$B_0(0) = B_0 \cdot \epsilon_0 \cdot \cos\theta_{zs} = 916{,}69\,\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$$

  A continuación, obtenemos el coseno del ángulo de incidencia:

$$\cos(\theta_s) = \cos(\delta)\cos(\omega)\cos(\beta - |\phi|) - \text{sign}(\phi)\cdot\sin(\delta)\sin(\beta - |\phi|) = 0{,}8568$$

  Además, aprovechamos los valores de las componentes de irradiancia en el plano horizontal obtenidos en un apartado anterior:

$$D(0) = 197{,}98\,\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$$
$$G(0) = 481{,}4\,\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$$
$$B(0) = 283{,}42\,\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$$

  Con este conjunto de valores podemos estimar las componentes de irradiancia:

$$B(\beta,\alpha) = B(0)\cdot\frac{\text{máx}(0,\cos(\theta_s))}{\cos(\theta_{zs})} = 359{,}53\,\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$$

$$k_1 = \frac{B(0)}{B_0(0)} = 0{,}3922$$
$$D^I(\beta,\alpha) = D(0)\cdot(1-k_1)\cdot\frac{1+\cos(\beta)}{2} = 112{,}27\,\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$$
$$D^C(\beta,\alpha) = D(0)\cdot k_1\cdot\frac{\text{máx}(0,\cos(\theta_s))}{\cos(\theta_{zs})} = 98{,}5\,\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$$
$$D(\beta,\alpha) = D^I(\beta,\alpha) + D^C(\beta,\alpha) = 210{,}77\,\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$$

$$\rho = 0{,}2$$
$$R(\beta,\alpha) = \rho\cdot G(0)\cdot\frac{1-\cos(\beta)}{2} = 6{,}45\,\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$$

$$G(\alpha,\beta) = B(\alpha,\beta) + D(\alpha,\beta) + G(\alpha,\beta) = 576{,}75\,\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$$

Apéndice C

Ejercicios de diseño

C.1. Sistemas fotovoltaicos de conexión a red

C.1.1. Entorno del diseño

Ante la implantación de un nuevo hipermercado en A Coruña ($\phi = 43{,}37^\circ$ N), el equipo de arquitectos e ingenieros al cargo del diseño toman en consideración las implicaciones del documento HE5 del Código Técnico de la Edificación. Consideran que la ubicación del correspondiente generador fotovoltaico se debe realizar en la cubierta del centro. En esta cubierta, a pesar de los elementos ya proyectados, no hay problemas de espacio ni sombras que afecten al generador. No obstante, por criterios estéticos deciden alinear el generador con la fachada principal del edificio. Este centro tendrá una superficie construida de 8500 m^2, con una fachada desviada 15° del Sur.

1. ¿Cuales son los ángulos óptimos de inclinación y orientación de este sistema? Con las limitaciones que impone el edificio, ¿qué orientación e inclinación se deben adoptar? ¿Es posible cumplir las especificaciones de pérdidas por orientación e inclinación que marca el documento HE5 del CTE?

2. Como primera aproximación, y suponiendo un módulo con una eficiencia del 13 %, ¿qué área aproximada de la cubierta ocupará el generador fotovoltaico?

3. Como resultado de una primera búsqueda de mercado, los cálculos iniciales se realizarán con un módulo y un inversor con las siguientes características. ¿Qué configuración de generador e inversores propone utilizar?

   Módulo:

   - $P_{mpp} = 175$ Wp
   - $V_{mpp} = 35{,}4$ V
   - $I_{mpp} = 4{,}9$ A
   - $I_{sc} = 5{,}45$ A
   - $V_{oc} = 43{,}6$ V
   - 72 células en serie.

   Inversor:

   - $P_{nom} = 2{,}5$ kW
   - Ventana MPP=[125-450] Vdc
   - $V_{max} = 450$ Vdc

4. Está previsto que el consumo eléctrico del hipermercado sea de 200 kWh/m^2. ¿Qué proporción de esta energía consumida representa la producción del generador fotovoltaico?

Solución

1. Los ángulos óptimos son:

$$\beta_{opt} = 3{,}7 + 0{,}69 \cdot \phi = 33{,}37^\circ$$

$$\alpha_{opt} = 0^\circ$$

Dado que se ha optado por alinear el generador con el edificio, la orientación del generador debera ser de $\alpha = 15°$. Dado que el generador se instalará en la cubierta, como una instalacion estática convencional, la inclinación puede ser elegida sin restricciones. Así, elegimos el número entero más próximo: $\beta = 35°$.
Las pérdidas debidas a orientación e inclinación, según la fórmula propuesta en el HE5-CTE son, con los ángulos escogidos, de 0.84 %. Este valor es inferior a las exigencias del CTE, independientemente de la modalidad de integración.

2. La potencia que exige el HE5-CTE para este edificio es $P_g^* = 12{,}8\,\text{kWp}$. Utilizamos la definición de eficiencia de un generador fotovoltaico:

$$\eta = 0{,}13 = \frac{P_g^*}{A \cdot 1000\,\text{W/m}^2} \rightarrow A = 98{,}5\,\text{m}^2$$

Si utilizamos ROT=2 (estática), el área de cubierta que necesitamos es de aproximadamente $200\,\text{m}^2$.

3. Para una temperatura ambiente de 25 °C (ecuación 6.13) obtenemos $V_{mpp} = 30{,}6\,\text{V}$. Para el límite inferior de la ventana MPP del inversor obtenemos $125/30{,}6 = 4{,}1$, mientras que el límite superior obtenemos $450/30{,}6 = 14{,}7$.
Para adecuar el generador a la tensión máxima del inversor hay que corregir la tensión de circuito abierto del módulo para las condiciones de radiación y temperatura de la ecuación 6.11:

$$\begin{aligned} T_c &= -10 + 200 \cdot \frac{47-20}{800} = -3{,}25\,°\text{C} \\ V_{oc} &= 43{,}6 - 2{,}3 \cdot 10^{-3} \cdot 72 \cdot (-3{,}25 - 25) = 48{,}28\,\text{V} \end{aligned}$$

Por tanto, el número máximo de módulos en serie es $450/48{,}28 = 9{,}32$. Se deberá elegir un número comprendido entre 5 y 9.
Si se opta por $N_s = 8$ y $N_p = 2$ la potencia equivalente es 2800 Wp por cada inversor, lo que supone un factor de 1,12 sobre la potencia del inversor, valor aceptable para una instalación estática. Si se opta por $N_s = 7$ y $N_p = 2$ la potencia es ahora 2450 Wp por cada inversor, lo que supone una potencia algo inferior a la nominal del inversor. Sin embargo, la combinación de estas dos configuraciones permite alcanzar una potencia total de 12 950 Wp con 3 inversores de 7 módulos en serie y 2 inversores de 8 módulos en serie. Si los 5 inversores utilizan series de 8 módulos, la potencia total será 13 650 Wp. La elección final depende de varios factores, como ya ha sido relatado en el capítulo correspondiente.

4. Supongamos que se dispone de información de la radiación en el plano horizontal en la localidad. Para estimar la radiación efectiva en el plano del generador debe recorrerse el itinerario detallado en el texto, bien sea por los propios medios o recurriendo a algún software de cálculo. Como ejemplo, recurrimos a la información disponible en el mapa de la figura 3.10a la productividad de este sistema es, aproximadamente, $Y_f = 1000\,\text{kWh/kWp}$. Suponiendo una potencia instalada igual a la calculada en el punto 2, el sistema fotovoltaico aporta menos del 1 % del consumo eléctrico del edificio.

C.1.2. Entorno del diseño

Para promover el uso de sistemas fotovoltaicos en los centros educativos del municipio, el Ayuntamiento de Coslada ha abierto un concurso para la instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a red.

Para facilitar la evaluación de las ofertas el pliego de condiciones técnicas del concurso fija unos determinados parámetros del diseño:

- El ángulo de inclinación del generador debe ser de 30° con orientación Sur. La latitud del lugar es, para los efectos del cálculo, igual a 41°.
- Cada centro contará con un sistema fotovoltaico con una potencia de generador de 15 kWp.
- Cada sistema debe contar con dos o más inversores funcionando en paralelo.
- El generador se ubicará en la cubierta plana de los centros. Las sombras por objetos externos al generador son despreciables a los efectos del cálculo.
- La radiación global anual en el plano horizontal en el municipio es de 1740 kWh/m^2.

En base a estas condiciones debe responder a las siguientes cuestiones:

1. En el contexto del Código Técnico de la Edificación, y de acuerdo a la fórmula recogida en su documento HE5, ¿qué pérdidas por orientación e inclinación suponen los ángulos exigidos en el pliego de condiciones del concurso?

   Clasificando este sistema como "general" dentro de las tipologías de integración arquitectónica, ¿son permisibles estos valores según el documento HE5?

2. Proponga una configuración eléctrica de generador fotovoltaico e inversores para cumplir los requisitos del pliego con el módulo YL-200[1] y con la gama de inversores SMC 4600A[2].

3. Organizando el generador en varias hileras de una única altura de módulos en vertical, ¿qué distancia entre hileras permite obtener cuatro horas libres de sol durante el solsticio de invierno?

4. ¿Qué esquema de tierra debe emplear? En caso de necesitar algún tipo de conexión a tierra, ¿qué relación tendrá con el sistema de tierras del centro escolar?

5. Con un *performance ratio* de 0,75 y un factor de sombras de 0,02, calcule la **productividad** del sistema fotovoltaico.

Solución

1. Utilizamos la ecuación correspondiente con los datos del enunciado, $100 \cdot [1{,}2 \cdot 10^{-4} \cdot (30 - 41 + 10)^2 + 3{,}5 \cdot 10^{-5} \cdot 0^2]$, para obtener un valor de 0,012. Por tanto, las pérdidas debidas a la orientación e inclinación son despreciables y, evidentemente, encajan sin problemas con los requisitos del CTE-HE5.

2. En primer lugar calculamos la temperatura para la tensión máxima admisible:

$$T_c = -10 + 200 \cdot \frac{46 - 20}{800} = -3{,}5\,^\circ\text{C}$$

   La tensión de circuito abierto correspondiente es:

$$V_{oc} = 33{,}3 - 0{,}0037 \cdot 33 \cdot (-3{,}5 - 25) = 36{,}81\,\text{V}$$

   Así, el número máximo de módulos en serie es:

$$N_{sMAX} = \frac{600}{36{,}81} = 16{,}3$$

   y, por tanto, $N_{sMAX} = 16$.

[1] Información disponible en http://yinglisolar.com/uploadfiles/product/1264589110_SUQ0Z2rCJS.pdf

[2] Información disponible en http://www.sma-iberica.com/es/productos/inversores-solares/sunny-mini-central/sunny-mini-central-4600a-5000a-6000a.html

Hacemos lo propio para la ventana MPP.

$$T_c = 25 + 1000 \cdot \frac{46-20}{800} = 57{,}5\,^{\circ}\mathrm{C}$$

La tensión de circuito abierto correspondiente es:

$$V_{oc} = 33{,}3 - 0{,}0037 \cdot 33 \cdot (57{,}5 - 25) = 29{,}3\,\mathrm{V}$$

Utilizando la aproximación de factor de forma constante tenemos:

$$V_{mpp} = V_{oc} \cdot \frac{V^*_{mpp}}{V^*_{oc}} = 23{,}14\,\mathrm{V}$$

Así, el número de módulos en serie correspondiente al límite superior de la ventana MPP es:

$$N^{max}_{sMPP} = \frac{480}{23{,}14} = 20{,}74$$

y, por tanto, $N^{max}_{sMPP} = 20$.

El número de módulos en serie correspondiente al límite inferior de la ventana MPP es:

$$N^{max}_{sMPP} = \frac{246}{23{,}14} = 10{,}6$$

y, por tanto, $N^{min}_{sMPP} = 11$.

En resumen, $11 \leq N_s \leq 16$.

Para el cálculo de ramas en paralelo basta con realizar la siguiente operación:

$$N_{pMAX} = \frac{I_{max,INV}}{I_{scM}} = \frac{26}{8{,}22} = 3{,}16$$

Por tanto, $N_{pMAX} = 3$.

Una posible configuración consiste en utilizar tres inversores SMC 4600A, cada uno de ellos alimentado por un generador fotovoltaico de 5200 Wp, compuesto por 2 ramas de 13 módulos en serie. Esta configuración supone un generador de 15,6 kWp con una potencia de inversor de 14,8 kW ($P^*_g / P_{inv} = 1{,}13$).

3. La distancia entre filas (calculada entre inicio de la posterior y fin de la anterior) es:

$$d = \frac{h}{\tan(61-41)} = \frac{1{,}495 \cdot \sin(30)}{\tan(20)} = 2{,}05\,\mathrm{m}$$

Para calcular la distancia entre puntos equivalentes (entre inicio e inicio de filas, por ejemplo) hay que tener en cuenta la proyección de cada fila: $1{,}495 \cdot \cos(41) = 1{,}294\,\mathrm{m}$. Así, el ROT equivalente es $ROT = \frac{2{,}05+1{,}294}{1{,}495} = 2{,}23$.

4. En la zona del generador fotovoltaico (DC) el esquema adecuado es IT, mientras que en la zona comprendida entre inversor y red (AC) el esquema debe ser TT. La conexión a tierra de las masas del sistema se llevará a cabo empleando la puesta a tierra existente en el edificio.

5. A partir de la radiación global anual en el plano horizontal calculamos la incidente en la orientación óptima:

$$\frac{G_a(0)}{G_a(\beta_{opt})} = 1 - 4{,}46 \cdot 10^{-4} \cdot 31{,}99 - 1{,}19 \cdot 10^{-4} \cdot 31{,}99^2 = 0{,}864$$

y a continuación la irradiación efectiva incidente en el plano del generador:

$$\frac{G_{efa}(\beta, \alpha)}{G_a(\beta_{opt})} = -1{,}218 \cdot 10^{-4} \cdot (1{,}99)^2 + 2{,}892 \cdot 10^{-4} \cdot (1{,}99) + 0{,}9314 = 0{,}9315$$

De esta forma $G_{ef,a} = \frac{0{,}9315}{0{,}864} \cdot 1740 = 1875\,\mathrm{kWh/m^2}$, y la productividad del sistema es

$$Y_f = 1875 \cdot 0{,}75 \cdot (1 - 0{,}02) = 1378{,}8\,\frac{\mathrm{kWh}}{\mathrm{kWp}}$$

.

C.1.3. Entorno del diseño

Un antiguo aeródromo localizado cerca del pueblo leonés de Rodrigatos de la Obispalía ($\phi = 42{,}3°\text{N}$), abandonado durante más de 50 años, es ahora recibido como herencia por un conjunto de tres hermanos. Sus variadas orientaciones profesionales e ideológicas confluyen en la decisión común de emplear este espacio para alojar una instalación fotovoltaica de conexión a red. El dinero y propiedades que, junto con el aeródromo, conforman el conjunto de la herencia, les permite proyectar un sistema fotovoltaico de una potencia del orden de 1 MWp.

Dado su escaso conocimiento técnico sobre la tecnología fotovoltaica deciden requerir los servicios de una consultoría especializada, siendo usted su persona de contacto. En este contexto, le solicitan su respuesta sobre los siguientes aspectos:

1. ¿Cuales son los ángulos óptimos de inclinación y orientación de este sistema? ¿Qué angulos propone emplear?
2. Como resultado de una primera búsqueda de mercado, los cálculos iniciales se realizarán con un módulo y un inversor con las siguientes características:

   Módulo:

   - $P^*_{mpp} = 165\,\text{Wp}$
   - $V^*_{mpp} = 34{,}3\,\text{V}$
   - $I^*_{mpp} = 4{,}8\,\text{A}$
   - $I^*_{sc} = 5{,}4\,\text{A}$
   - $V^*_{oc} = 43{,}7\,\text{V}$
   - 72 células en serie.
   - $TONC = 47\,°\text{C}$
   - $\frac{dV_{oc}}{dT_c} = -0{,}36\,\%/\text{K}$
   - Dimensiones: $1593\,\text{mm} \times 790\,\text{mm}$

   Inversor:

   - $P_{nom} = 100\,\text{kW}$
   - Ventana MPP=[405-750] Vdc
   - $V_{max} = 900\,\text{V}_{\text{dc}}$
   - $I_{max} = 286\,\text{A}$

   a) ¿Qué área aproximada deberá tener el terreno para un sistema estático, un sistema de seguimiento a doble eje y un sistema de eje horizontal norte-sur?

   b) ¿Qué configuración de generador e inversores propone utilizar?

3. Sobre la base de un generador fotovoltaico estático de 1015 kWp (independientemente del resultado del apartado anterior) orientado al Sur e inclinado 30° (independientemente del resultado del primer apartado), estime la energía anual producida por el sistema. Suponga que el rendimiento global del sistema es del 73 %. Las posibles sombras arrojadas por los arboles del perimetro de la finca pueden cuantificarse en un 3 % de pérdidas. Según una estación meteorológica cercana, la irradiación global anual en el plano horizontal es de $1680\,\text{kWh/m}^2$.

Solución

1. Los ángulos óptimos son $\beta_{opt} = 3{,}7 + 0{,}69 \cdot |\phi| = 32{,}9°$ y $\alpha_{opt} = 0°$. Es razonable emplear $\beta = 30°$ y $\alpha = 0°$.
2. En primer lugar hacemos una estimación del área ocupada sin tener en cuenta la configuración eléctrica.

   a) Utilizamos la definición de eficiencia de un dispositivo fotovoltaico y la información del módulo recogida en la ficha técnica:

   $$\eta = \frac{P^*_m}{A_m \cdot 1000\,\text{W/m}^2} = \frac{165}{(1{,}59 \cdot 0{,}79) \cdot 1000} = 13{,}1\,\%$$

   Un generador de 1000 kWp compuesto con este módulo ocupa un área de

   $$A_g = \frac{1000\,\text{kWp}}{0{,}131 \cdot 1\,\text{kW/m}^2} = 7627{,}1\,\text{m}^2$$

Para un sistema estático (ROT=2) el área de terreno que necesitamos es de:

$$A_T = 15\,254{,}2\,\mathrm{m}^2$$

Para un sistema de seguimiento con eje horizontal Norte-Sur (ROT=4) el área de terreno que necesitamos es de:

$$A_T = 30\,508{,}4\,\mathrm{m}^2$$

Para un sistema de doble eje (ROT=6) el área de terreno que necesitamos es de:

$$A_T = 45\,762{,}6\,\mathrm{m}^2$$

b) Con el inversor elegido configuramos el generador fotovoltaico en diez conjuntos. En primer lugar elegimos el número de módulos en serie.

$$N_{sMAX} = \frac{V_{MAX,inv}}{V_{ocm}(G = 200\,\mathrm{W/m^2},\, T_a = -10\,^\circ\mathrm{C})}$$

La temperatura de trabajo es:

$$T_c = -10 + 200 \cdot \frac{47-20}{800} = -3{,}25\,^\circ\mathrm{C}$$

y, por tanto (teniendo en cuenta la información de la relación de la tensión con la temperatura del módulo),

$$V_{ocm} = 43{,}7 - \frac{\Delta V_{oc}}{\Delta T_c}\Delta T_c = 43{,}7 - (0{,}36\,\% \cdot 43{,}7) \cdot (-3{,}25 - 25) = 48{,}14\,\mathrm{V}$$

De esta forma

$$N_{s,MAX} = \frac{900}{48{,}14} = 18{,}7 \rightarrow N_{s,MAX} = 18$$

A continuación, comparamos la tensión del punto de máxima potencia con la ventana del inversor. Ahora la temperatura de trabajo es:

$$T_c = 25 + 1000 \cdot \frac{47-20}{800} = 58{,}75\,^\circ\mathrm{C}$$

y la tensión en circuito abierto es:

$$V_{ocm} = 38{,}4\,\mathrm{V}$$

Suponiendo constante el factor de forma con la temperatura:

$$V_{mpp} = \frac{V^*_{mpp}}{V^*_{oc}} \cdot 38{,}4 = 30{,}14\,\mathrm{V}$$

De esta forma

$$N^{max}_{sMPP} = \frac{750}{30{,}14} = 24{,}9 \rightarrow N^{max}_{sMPP} = 24$$

y

$$N^{min}_{sMPP} = \frac{405}{30{,}14} = 13{,}44 \rightarrow N^{min}_{sMPP} = 14$$

De esta forma, la ventana de elección es $N_s \in [14, 18]$. Realicemos ahora los cálculos para el número de ramas en paralelo:

$$N_{p,MAX} = \frac{I_{MAX,inv}}{I^*_{scm}} = \frac{286}{5{,}4} = 52{,}96 \rightarrow N_{p,MAX} = 52$$

Como se ha explicado en la sección 6.3.2, la configuración del generador se elige teniendo en cuenta varios factores de forma que no existe una solución única. Por ejemplo, para esta combinación de módulo e inversor, una posible configuración es utilizar $N_p = 46$ y $N_s = 14$ por inversor. Así obtenemos un generador compuesto por un total de 6440 módulos, lo que implica una potencia total de generador de 1062 kWp.

c) En primer lugar hay que calcular la irradiación global efectiva en el plano del generador. Utilizamos la relación entre la irradiación en el plano horizontal y en el plano óptimo:

$$\frac{G_a(0)}{G_a(\beta_{opt})} = 1 - 4{,}46 \cdot 10^{-4} \cdot 32{,}9 - 1{,}19 \cdot 10^{-4} \cdot 32{,}9^2 = 0{,}856$$

y por tanto

$$G_a(\beta_{opt}) = 1680/0{,}856 = 1962{,}6 \, \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$$

Con este resultado podemos obtener la irradiación efectiva:

$$\frac{G_{efa}(\beta, \alpha)}{G_a(\beta_{opt})} = -1{,}218 \cdot 10^{-4}(30 - 32{,}9)^2 + 2{,}892 \cdot 10^{-4} \cdot (30 - 32{,}9) + 0{,}9314 = 0{,}9295$$

luego

$$G_{efa}(\beta, \alpha) = 0{,}9295 \cdot 1962{,}6 = 1824{,}3 \, \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$$

La energía anual producida por el sistema es:

$$E_{ac} = 1015 \cdot 1824{,}3 \cdot 0{,}73 \cdot (1 - 0{,}03) = 1311{,}1 \, \text{MWh}$$

C.2. Sistemas Fotovoltaicos Autónomos

C.2.1. Entorno del diseño

En el contexto de un programa de electrificación rural en la región brasileña cercana a Posse (Goiás) (latitud promedio $\phi = 14{,}1^\circ$S) se acomete la implantación de sistemas fotovoltaicos para centros comunales. De acuerdo con los datos de campo obtenidos se propone un equipamiento de consumo promedio, valido para la mayoría de estos centros de esta región. Ante la falta de mayor información se asume que el consumo será constante durante todo el año, según las cifras recogidas en las siguientes tablas[3]:

Cargas DC

Nombre	Unidades	Potencia (W)	Horas Uso
Luminaria	5	15	4
Radio	1	50	2
Nevera	1	300 Wh	
Ventilador	2	50	4

Cargas AC

Nombre	Unidades	Potencia (W)	Horas Uso
Ordenador PC	1	200	4

1. ¿Cuales son los ángulos óptimos de inclinación y orientación de este sistema?
2. Proponga sendos valores para las capacidades de generación (C_A) y de acumulación (C_s).
3. Se opta por una tensión de trabajo de 24 V. Suponiendo que el módulo a suministrar tiene una tensión nominal de 12 V y una corriente nominal de 2 A, ¿qué configuración de generador propone?
4. Para limitar el envejecimiento de los acumuladores, el programa propone una profundidad máxima de descarga del 60 %. Del catálogo de baterías puede seleccionar elementos de tensión nominal 12 V, y capacidades de 180, 200, 240 y 300 Ah. ¿Qué capacidad de vaso utilizará y cuál será la configuración de la batería? Según la información del programa de electrificación, la radiación diaria incidente en el generador en esta zona para el mes peor es $G_{d,m}(I) = 5\,\mathrm{kWh/m^2}$.

Solución

1. Dado que la aplicación debe garantizar el suministro durante el mes peor, la inclinación debe ser

$$\beta_{opt} = |\phi| + 10^\circ = 25{,}1^\circ$$

   La orientación, como de costumbre, debe ser:

$$\alpha_{opt} = 0^\circ$$

   pero, dado que la instalación se ubica en el hemisferio Sur, quedará dirigida hacia el horizonte Norte. Para la inclinación, elegimos un $\beta = 25^\circ$.

2. Según las recomendaciones de diversos estudios y normativas, para este tipo de consumo de electrificación rural, es razonable usar $C_A = 1{,}1$ y $C_S = 5$.

3. Utilizando las ecuaciones correspondientes obtenemos los siguientes resultados:

$$L_T = 2046{,}8\,\mathrm{Wh}$$

$$L = 2534{,}7\,\mathrm{Wh}$$

   y, teniendo en cuenta la tensión del sistema, resulta:

$$Q_L = 105{,}6\,\mathrm{Ah}$$

[3] Cada equipo se emplea durante un tiempo determinado por sus horas de uso a una potencia constante; para la nevera, como es habitual, se señala la energía diaria consumida.

Por tanto, el generador debe tener una corriente de:

$$I_G^* = 23{,}2\,\text{A}$$

A partir de los valores del módulo suministrados en el enunciado, configuramos el generador:

$$N_S = 24/12 = 2$$

$$N_p = 23{,}2/2 = 11{,}6 \rightarrow N_p = 12$$

Comprobamos que al traducir el valor de I_G^* al número de paneles, teniendo en cuenta los valores discretos de tensión y corriente, obtenemos un tamaño de generador superior al que resulta del primer cálculo. Por tanto, no es necesario añadir un factor adicional para tener en cuenta las pérdidas por temperatura.

4. De la ecuación correspondiente obtenemos:

$$C_U = 528{,}1\,\text{Ah}$$

y por tanto, teniendo en cuenta la profundidad de descarga, la capacidad de la batería necesaria es:

$$C_B = 528{,}1/0{,}6 = 880{,}1\,\text{Ah}$$

Por tanto, necesitaremos 3 baterías de 300 Ah conectadas en paralelo. Por otra parte, debido a la tensión de las baterías disponibles será necesario conectar dos elementos en serie para conseguir que el sistema funcione a 24 V. Así, se deberán emplear 6 baterías de 300 Ah conectando 3 ramas en paralelo de 2 baterías en serie.
Es necesario resaltar que las conexiones en paralelo de baterías debe ser evitada en la medida de lo posible para evitar la degradación acelerada de los elementos. Sin embargo, en este caso la disponibilidad de baterías no permite otra opción.

C.2.2. Entorno del diseño

El Banco Interamericano de Desarrollo ha puesto en marcha una licitación internacional para el suministro de sistemas fotovoltaicos de electrificación rural en determinados municipios del Altiplano Boliviano, situados en una latitud de 15°S.

Esta licitación incluye tres sistemas diferenciados:

- **Sistemas domiciliares**, cuyo consumo consta de 2 lámparas fluorescentes de 15 W cada una y una radio de 50 W. Se estima que el uso de las lámparas es de 6 horas diarias, y el de la radio de 1 hora diaria. La tensión nominal del sistema es de 12 V.
- **Sistemas comunales**, cuyo consumo consta de 5 lámparas fluorescentes de 15 W cada una, una radio de 50 W y una televisión B-N (DC) de 300 W. La iluminación está activa durante 4 horas al día, y la radio y televisión durante 2 horas al día. La tensión nominal del sistema es de 24 V.
- **Postas de salud**, cuyo consumo consta de 6 lámparas fluorescentes de 15 W cada una y una nevera para vacunas con un consumo diario de 300 Wh. La iluminación se emplea durante 6 horas al día. La tensión nominal del sistema es de 24 V.

Según el pliego, el generador fotovoltaico debe estar inclinado a 15°.

Elija los valores adecuados de C_A y C_S para cada tipología y dimensione el generador fotovoltaico y sistema de acumulación, empleando el módulo KC65T[4] y la gama PowerSafe OPzS[5]. Al dimensionar, especifique que configuración eléctrica de generador y sistema de acumulación es necesario utilizar en cada tipología.

Para poder emplear los datos recogidos en la ficha técnica de la batería, puede suponer que la capacidad en C_{100} es un aproximadamente $1{,}35 \cdot C_{10}$. La profundidad de descarga debe ser $PD = 0{,}7$.

Considere que los rendimientos característicos del sistema son $\eta_r = 0{,}95$, $\eta_{bat} = 0{,}85$ y $\eta_c = 0{,}98$.

Según los datos de la NASA-SSE recogidos en el pliego de licitación, las medias mensuales de radiación global diaria incidente en un plano inclinado 15° son (kWh/m^2):

Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
4.92	4.69	4.77	4.96	4.65	4.83	5.31	5.26	5.25	5.31	5.29	5.06

Solución

Según los datos del enunciado, el consumo correspondiente a cada tipología es (incluyendo la eficiencia del regulador):

- SHS: $L_T = 242{,}1$ Wh
- Centros comunales: $L_T = 1052{,}6$ Wh
- Postas de salud: $L_T = 884{,}2$ Wh

Dado que todos los consumos son en corriente continua, teniendo en cuenta los valores de rendimiento del regulador, la batería y el cableado, el consumo de diseño es:

- SHS: $L = 290{,}6$ Wh
- Centros comunales: $L = 1263{,}6$ Wh
- Postas de salud: $L = 1061{,}5$ Wh

y por tanto, teniendo en cuenta la tensión nominal de cada sistema:

- SHS: $Q_L = 24{,}22$ A h
- Centros comunales: $Q_L = 52{,}6$ A h
- Postas de salud: $Q_L = 44{,}3$ A h

[4]Información disponible en https://www.kyocerasolar.com/dealers/product-center/archives/spec-sheets/KC65T.pdf.

[5]Información disponible en http://www.enersys-emea.com/reserve/pdf/EN-OPzS-RS-005_1011.pdf

Para estas aplicaciones, los valores recomendados de C_A y C_S son:

- SHS: $C_A = 1{,}1$, $C_s = 3$.
- Centros comunales: $C_A = 1{,}1$, $C_s = 5$.
- Postas de salud: $C_A = 1{,}1$, $C_s = 5$.

A partir de estos valores se puede realizar el dimensionado de cada tipología. Todos los cálculos se realizan con el valor de radiación del mes peor, aquel con menor valor de radiación dado que el consumo se considera constante:

- SHS: Con un módulo en serie se alcanza la tensión nominal de esta tipología. Para calcular el número de paneles en paralelo calculamos la corriente del generador:

  $$I_g^* = \frac{1{,}1 \cdot 24{,}2}{4{,}65} = 5{,}73\,\text{A}$$

  Se necesitan 2 módulos en paralelo para conseguir este valor de corriente. Por tanto, $N_s = 1$ y $N_p = 2$.

  Para conseguir la tensión nominal del sistema, con las baterías del catálogo suministrado es necesario utilizar 6 vasos en serie. Además,

  $$C_U = C_s \cdot Q_L = 3 \cdot 24{,}22 = 72{,}7\,\text{A h}$$

  y, por tanto, $C_B = 103{,}8$ A h. Cualquier batería del catálogo cumple ampliamente este valor. Bastaría con 6 vasos en serie de la 4OPZs200. Sería recomendable recurrir a otra gama de baterías más adaptada al consumo de esta aplicación.

- Centro comunal: Con dos módulos en serie se alcanza la tensión nominal de esta tipología. Para calcular el número de paneles en paralelo calculamos la corriente del generador:

  $$I_g^* = \frac{1{,}1 \cdot 52{,}6}{4{,}65} = 12{,}5\,\text{A}$$

  Se necesitan 5 módulos en paralelo para conseguir este valor de corriente. Por tanto, $N_s = 2$ y $N_p = 5$.

  Para conseguir la tensión nominal del sistema, con las baterías del catálogo suministrado es necesario utilizar 12 vasos en serie. Además,

  $$C_U = C_s \cdot Q_L = 5 \cdot 52{,}6 = 263{,}3\,\text{A h}$$

  y, por tanto, $C_B = 376{,}1$ A h. La batería 6OPZs300 cumple este requerimiento (teniendo en cuenta la relación entre C_{10} y C_{100}). Por tanto, el sistema de acumulación estará compuesto por 12 vasos en serie del modelo 6OPZs300.

- Posta de salud: Con dos módulos en serie se alcanza la tensión nominal de esta tipología. Para calcular el número de paneles en paralelo calculamos la corriente del generador:

  $$I_g^* = \frac{1{,}1 \cdot 44{,}3}{4{,}65} = 10{,}5\,\text{A}$$

  Se necesitan 3 módulos en paralelo para conseguir este valor de corriente. Por tanto, $N_s = 2$ y $N_p = 3$.

  Para conseguir la tensión nominal del sistema, con las baterías del catálogo suministrado es necesario utilizar 12 vasos en serie. Además,

  $$C_U = C_s \cdot Q_L = 5 \cdot 44{,}3 = 221{,}1\,\text{A h}$$

  y, por tanto, $C_B = 315{,}9$ A h. La batería 5OPZs250 cumple este requerimiento (teniendo en cuenta la relación entre C_{10} y C_{100}). Por tanto, el sistema de acumulación estará compuesto por 12 vasos en serie del modelo 5OPZs250.

C.2.3. Entorno del diseño

Se desea alimentar con un sistema fotovoltaico un radioenlace remoto con un consumo constante a una potencia de 1 kW. Utilizando el método de LLP, proponga valores de $C_A^{'}$ y C_s para obtener un valor de $LLP = 10^{-2}$.

Para reducir el valor de LLP sin aumentar excesivamente el coste del sistema de generación, se propone incorporar un grupo electrógeno de 10 kV A. Este equipo proporciona un factor de potencia de 0,7 con un consumo de 0,3 L/kWh. Calcule las horas de funcionamiento y el consumo anual de combustible que será necesario para reducir a cero la probabilidad de pérdida de carga.

Solución

Las ecuaciones necesarias son:

$$\begin{aligned} C_A^{'} &= f \cdot C_S^{-u} \\ f &= f_1 + f_2 \cdot \log(\text{LLP}) \\ u &= \exp(u_1 + u_2 \cdot \text{LLP}) \end{aligned}$$

con $f_1 = -0{,}2169$, $f_2 = -0{,}7865$, $u_1 = -1{,}2138$ y $u_2 = -15{,}280$ (valores para Madrid).

Un valor razonable para la capacidad de acumulación es $C_s = 5$. Empleando las ecuaciones anteriores obtenemos $C_A^{'} = 0{,}9$ para el requisito de $LLP = 0{,}01$[6].

Con este valor de LLP, en términos anuales, el sistema fotovoltaico no será capaz de suministrar:

$$1\,\text{kW} \cdot 10^{-2} \cdot 24 \cdot 365 = 87{,}6\,\text{kWh} \tag{C.1}$$

El grupo electrógeno entrega $10\,\text{kV A} \cdot 0{,}7 = 7\,\text{kW}$ de potencia activa. Para suministrar toda la energía que el sistema fotovoltaico no es capaz, el grupo deberá estar en funcionamiento aproximadamente 12.5 horas al año, y consumirá $0{,}3 \cdot 87{,}6 = 26{,}3$ L al año.

[6]Recordemos que $C_A^{'}$ está relacionado con la capacidad del generador C_A a través de la ecuación:

$$C_A^{'} = C_A \cdot \frac{\overline{G_d}(0)}{\overline{G_d}(\beta, \alpha)}$$

C.3. Sistemas Fotovoltaicos de Bombeo

C.3.1. Entorno del diseño

En un lugar situado en la latitud 40°S, se pretende llevar a cabo un sistema de bombeo solar directo para abastecer de agua a una comunidad rural compuesta por 600 personas. Según las medidas tomadas, la media anual del consumo diario por habitante es de 50 litros. En esta comunidad existe un pozo con una profundidad de 90 metros. Este pozo ha sido sometido a ensayo por la autoridad local, obteniendo un valor de 30 metros para la altura estática, 50 metros para la altura dinámica y un caudal máximo de extracción de 10 litros por segundo. Esta comunidad ha decidido anticiparse a la implantación del sistema y la construido una casa para albergar los equipos y proteger el pozo, y asimismo ha levantado un depósito en las cercanías. La altura de la boca de entrada a este depósito se encuentra a 10 metros sobre el suelo.

1. ¿Cuales son los ángulos óptimos de inclinación y orientación de este sistema?
2. Calcule la altura total equivalente (H_{TE}) despreciando las pérdidas por fricción en las tuberías.
3. Sabiendo que en esta localidad la media mensual de la radiación diaria incidente en el plano del generador durante el mes de diseño es de $5\,\mathrm{kWh/m^2}$, determine un valor aproximado de la potencia de generador necesaria.
4. Si elegimos una bomba de 380 Vac, y un módulo de las siguientes características, ¿qué configuración de generador fotovoltaico propone?
   Módulo:
   - $P_{mpp} = 150\,\mathrm{Wp}$
   - $V_{mpp} = 34{,}6\,\mathrm{V}$
   - $I_{mpp} = 4{,}35\,\mathrm{A}$
   - $I_{sc} = 4{,}7\,\mathrm{A}$
   - $V_{oc} = 43{,}2\,\mathrm{V}$
   - 72 células en serie.
5. El depósito construido por la comunidad tiene una capacidad aproximada de $50\,\mathrm{m^3}$. ¿Le parece adecuado?

Solución

1. En un sistema de bombeo, la inclinación se elige para maximizar la producción durante la época de mayor demanda de agua. Por tanto,

$$\beta = |\phi| - 10^\circ = 30^\circ$$

$$\alpha = 0^\circ$$

   Dado que la instalación se ubica en el hemisferio Sur, quedará dirigida hacia el horizonte Norte. Estos dos ángulos son adecuados para ser implementados en una estructura convencional.

2. Utilizamos la expresión de H_{TE}, calculando cada sumando:

$$\begin{aligned} H_{ot} &= 10\,\mathrm{m} \\ H_{st} &= 30\,\mathrm{m} \\ H_{dt} &= 50\,\mathrm{m} \\ (\frac{H_{dt} - H_{st}}{Q_{max}}) &= \frac{20\,\mathrm{m}}{10\,\mathrm{L/s}} = 0{,}56\,\frac{\mathrm{h}}{\mathrm{m^2}} \\ Q_{ap} &= 0{,}047 \cdot 30 = 1{,}41\,\frac{\mathrm{m^3}}{\mathrm{h}} \end{aligned}$$

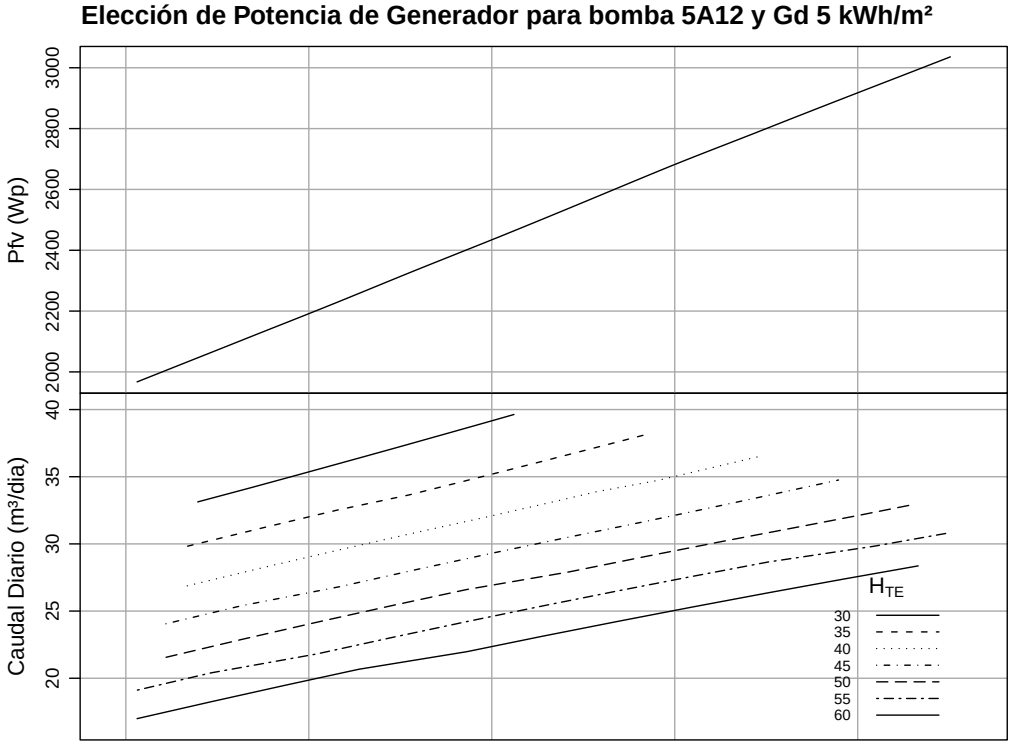
   y por tanto:

$$H_{te} = 10 + 30 + 0{,}56 \cdot 1{,}41 + 0 = 40{,}8\,\mathrm{m}$$

3. Utilizamos la fórmula que aproxima la potencia del generador fotovoltaico:

$$P_g^* = 10 \cdot \frac{H_{te} \cdot Q_d}{G_d/G*} = 10 \cdot \frac{40{,}8 \cdot 30}{5/1} = 2447\,\text{Wp}$$

A partir de esta estimación primera, podemos ajustar el valor de potencia necesaria consultando la documentación de un fabricante de bombas. Si recurrimos, por ejemplo, a la documentación de Grundfos, teniendo en cuenta la radiación disponible y el caudal requerido, elegiremos una bomba del tipo SP5AXX ($30/5 = 6$, y el número más cercano de la gama SP de Grundfos es el 5). Dentro del tipo SP5AXX deberemos probar el funcionamiento según el número de etapas de cada bomba. En general, varias bombas pueden ser adecuadas desde este enfoque de caudal suministrado. Por ejemplo, la bomba SP5A12 (ver nomograma)puede ser una buena solución para esta combinación de altura, caudal y radiación. Con este nomograma llegamos a una potencia de generador de 2300 Wp, valor muy cercano a la primera estimación.



4. Para una bomba que funciona a 380 Vac, deberemos utilizar un generador cuya tensión de trabajo sea

$$V_{dc} = \frac{\sqrt{2} \cdot 380}{1{,}1} = 488{,}6\,\text{V}$$

Dado que el módulo descrito en el enunciado tiene 72 células en serie, su tensión MPP afectada por la temperatura será, aproximadamente de 30 V (recordando que un módulo de 36 células entrega 15 V en funcionamiento real). Por tanto, se deberán conectar 17 módulos en serie ($488{,}6/30 = 16{,}3$). Antes de dar por buena esta configuración, se debería comprobar que la tensión en circuito abierto del generador no supera la máxima admisible por el variador.
Esta configuración eléctrica implica una potencia de generador de $P_g^* = 17 \cdot 150 = 2550\,\text{Wp}$, valor algo superior al requerido para satisfacer el caudal y vencer la altura manométrica. Es frecuente que la potencia resultante de la configuración eléctrica del generador para acoplarse al variador sea muy superior a la necesaria. En estos casos se deberá recalcular la configuración con módulos de diferente tensión y potencia.

5. 50 m^3 es aproximadamente 2 veces el caudal diario requerido. Es un tamaño adecuado.

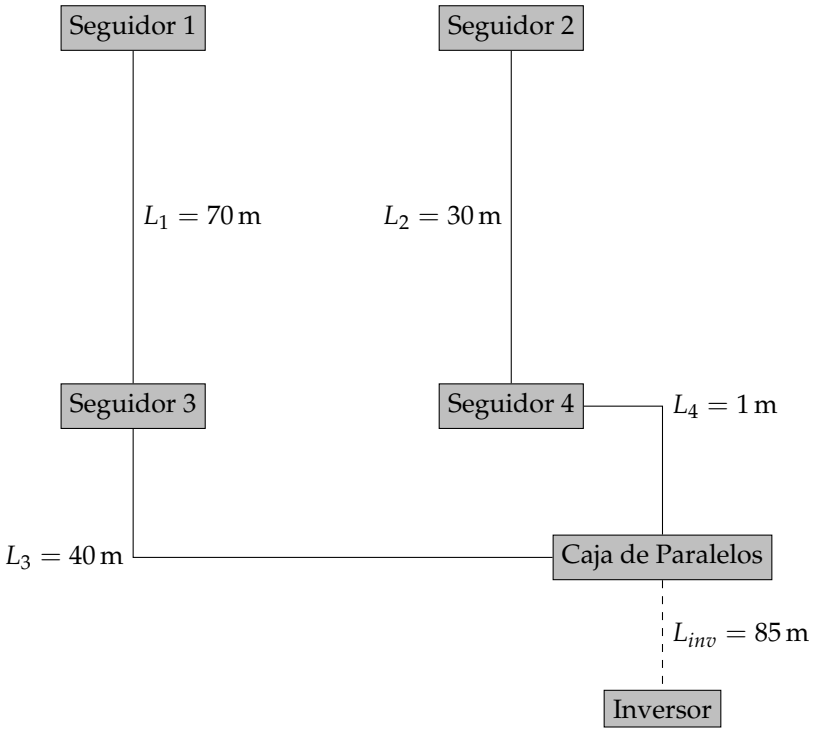
C.4. Seguridad eléctrica

C.4.1. Entorno del diseño

Una planta de seguimiento a dos ejes está compuesta por conjuntos de 4 seguidores conectados a un inversor. Cada uno de los seguidores soporta un generador fotovoltaico de 26,4 kWp conformado en 12 ramas de 11 módulos en serie. Las características de los módulos empleados son:

- $P_{mpp} = 200\,\text{Wp}$
- $V_{mpp} = 46{,}08\,\text{V}$
- $I_{mpp} = 4{,}35\,\text{A}$
- $I_{sc} = 4{,}7\,\text{A}$
- $V_{oc} = 57{,}6\,\text{V}$

Las separaciones entre seguidores son $L_{ns} = 30\,\text{m}$ y $L_{eo} = 40\,\text{m}$. A la salida de cada conjunto de cuatro seguidores, situado a 1 metro del seguidor más cercano, se emplea un cuadro de paralelos que desemboca en un inversor, tal y como se representa en el esquema siguiente.



Elija secciones adecuadas para los cables que conectan cada seguidor del primer grupo con la caja de paralelos número 1, y para los cables que conectan esta caja con el inversor.

Solución

Suponemos que el conductor es cobre y el aislamiento es polietileno reticulado (XLPE). La distribución será en corriente continua con cables unipolares enterrados.

En primer lugar aplicamos el criterio de caída de tensión con la fórmula:

$$S_{dc} = \frac{2 \cdot l_{dc} \cdot I_{dc}}{\gamma_\theta \cdot \Delta V_{dc}}$$

Según el apartado 5 de la ITC-BT-40, la caída de tensión será inferior al 1,5 % de la tensión nominal. Dado que existen dos tramos (desde el seguidor hasta la caja de paralelos, y desde la caja hasta el inversor), esta condición implica que la suma de las dos caídas de tensión no supere el límite establecido.

De esta forma, existe un grado de libertad (dos incógnitas con una única condición) que sólo puede resolverse formalmente optimizando el coste de cable total.

Para evitar la complejidad de este ejercicio de optimización[7], imponemos una caída de tensión razonable en cada tramo y resolvemos el valor de sección correspondiente. Por ejemplo, imponemos una caída de tensión de 0,5 % en el primer tramo y de 1 % en el segundo.

Así, para el primer tramo los cálculos se basan en las siguientes condiciones:

$$\begin{aligned} I &= 12 \cdot 4{,}35 = 52{,}2\,\mathrm{A} \\ V_{nom} &= 11 \cdot 46{,}08 = 506{,}88\,\mathrm{V} \\ \Delta V &= 2{,}53\,\mathrm{V} \\ \gamma_{70} &= 48\,\frac{\mathrm{m}}{\Omega\,\mathrm{mm}^2} \end{aligned}$$

y los resultados son:

$$\begin{aligned} s_1 &= 60{,}18\,\mathrm{mm}^2 \\ s_2 &= 25{,}8\,\mathrm{mm}^2 \\ s_3 &= 34{,}4\,\mathrm{mm}^2 \\ s_4 &= 0{,}86\,\mathrm{mm}^2 \end{aligned}$$

A continuación, debemos comprobar que estas secciones cumplen el criterio térmico. En las condiciones detalladas al comienzo de esta solución, en la ITC-BT-07 comprobamos que la temperatura máxima en servicio permanente para un cable con aislamiento XLPE es de 90 °C (tabla 2).

Al tratarse de conductor cobre e instalación enterrada, para averiguar la intensidad máxima admisible por cada una de las secciones calculadas, empleamos la primera columna (XLPE) de la primera mitad (terna de cables unipolares) de la tabla 5. Esta tabla supone que la temperatura del terreno es de 25 °C, que los cables están a una profundidad de 0,7 m y que el terreno tiene una resistividad térmica de 1 K m/W.

Si la temperatura del terreno es diferente hay que utilizar la tabla 6 (que muestra que a mayor temperatura menor corriente máxima admisible). Si el terreno tiene una resistividad térmica diferente corregimos con la tabla 7 (que muestra que a mayor resistividad del terreno menor corriente máxima admisible). Si la profundidad de enterramiento es diferente las correcciones están recogidas en la tabla 9 (donde a mayor profundidad menor corriente máxima admisible). Además, si la conducción se realiza bajo tubo, hay que corregir con un factor de 0,8.

Por otra parte, al ser distribución en continua, la conducción no es en ternas sino en conjuntos de *dos* cables unipolares. Corregimos con un factor de 1,225. Además, en el tramo comprendido entre los seguidores 3 y 4, y entre la caja de paralelos y el inversor, los pares de cables conviven con otras agrupaciones. En este caso hay que emplear la tabla 8 para reducir convenientemente la corriente máxima admisible con un factor de 0.8.

Según el apartado 5 de la ITC-BT-40, el cable debe ser dimensionado para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador. Esta máxima intensidad se corresponde con la corriente de cortocircuito. Así, para el primer tramo la corriente de referencia es 70,5 A. Tomando como buenas las condiciones para las que está elaborada la tabla 5, y corrigiendo con un factor de 1,225 (par de cables en lugar de terna) y otro de 0,8 (agrupaciones de cables en una misma zanja), esta corriente de referencia obliga a emplear, al menos, una sección de 10 mm^2.

Por tanto, las secciones a utilizar en este primer tramo son:

$$\begin{aligned} s_1 &= 70\,\mathrm{mm}^2 \\ s_2 &= 25\,\mathrm{mm}^2 \\ s_3 &= 35\,\mathrm{mm}^2 \\ s_4 &= 10\,\mathrm{mm}^2 \end{aligned}$$

[7] La referencia [Per12b] detalla el procedimiento de cálculo que permite optimizar la masa de cable.

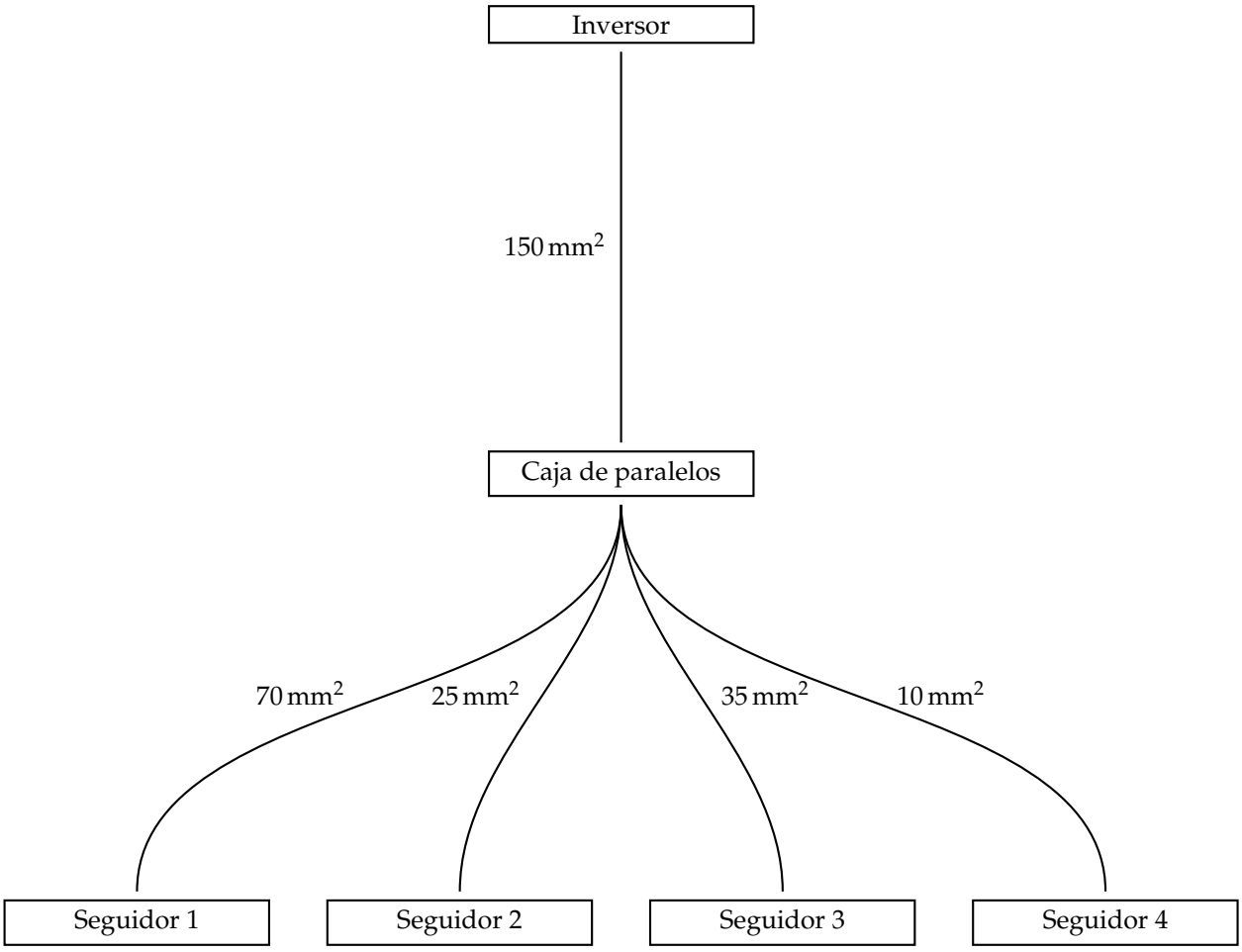
Para el segundo tramo (entre caja de paralelos e inversor), las condiciones son:

$$\begin{aligned} I &= 208{,}8\,\text{A} \\ V_{nom} &= 506{,}88\,\text{V} \\ \Delta V &= 5{,}07\,\text{V} \\ L &= 85\,\text{m} \end{aligned}$$

que conducen a una sección de $s = 145{,}9\,\text{mm}^2$, que corresponde a una sección normalizada de $150\,\text{mm}^2$.

En este segundo tramo, con las mismas consideraciones anteriores, la corriente de referencia para el criterio térmico es 282 A, valor que obliga a emplear, al menos, una sección de $95\,\text{mm}^2$. Así, el valor obtenido es adecuado.

La figura siguiente resume los resultados obtenidos.



Bibliografía

[ACP92] R. J. Aguiar y M. Collares-Pereira. "Statistical properties of hourly global radiation". *Solar Energy* 48.3 (1992), págs. 157-167.

[AG+03] M. C. Alonso-García, W. Herrmann, W. Böhmer y B. Proisy. "Thermal and electrical effects caused by outdoor hot-spot testing in associations of photovoltaic cells". *Progress in photovoltaics: research and applications* 11 (2003), págs. 293-307. DOI: 10.1002/pip.490.

[AG05] M. C. Alonso-García. "Caracterización y modelado de asociaciones de dispositivos fotovoltaicos". Tesis doct. CIEMAT, 2005.

[AGRC06] M. C. Alonso-García, J. M. Ruíz y F. Chenlo. "Experimental study of mismatch and shading effects in the I-V characteristics of a photovoltaic module". *Solar Energy* 90.3 (2006), págs. 329-340.

[ALC03] M. Alonso Abella, E. Lorenzo y F. Chenlo. "PV water pumping systems based on standard frequency converters". *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 11.3 (2003), págs. 179-191. ISSN: 1099-159X. DOI: 10.1002/pip.475.

[Als00] E.A. Alsema. "Energy pay-back time and CO2 emissions of PV systems". *Progress in photovoltaics: research and applications* 8.1 (2000), págs. 17-25.

[ATCP13] F. Antonanzas-Torres, F. Cañizares y O. Perpiñán. "Comparative assessment of global irradiation from a satellite estimate model (CM SAF) and on-ground measurements (SIAR): A Spanish case study". *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 21.0 (2013), págs. 248 -261. ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2012.12.033. URL: https://github.com/oscarperpinan/CMSAF-SIAR.

[AWS06] E. A. Alsema y M. J. de Wild-Scholten. "Environmental Impacts of Crystalline Silicon Photovoltaic Module Production". *Materials Research Society Symposium Proceedings* 895 (2006).

[BAH97] G. Baird, A. Alcorn y P. Haslam. "The energy embodied in building materials". *IPENZ Transactions* 24.1 (1997).

[Bau+07] F. P. Baumgartner, H. Schmidt, B. Burger et al. "Status and Relevance of the DC Voltage Dependency of the Inverter Efficiency". *22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference*. 2007.

[Bec+00] H. Becker, W. Vaaben, F. Vaben, M. Bosanac e I. Katic. *Lightning and Overvoltage Protection in Photovoltaic and Solar Thermal Systems*. Inf. téc. 2000.

[BOE11] BOE. *Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.* Dic. de 2011. URL: http://boe.es/boe/dias/2011/12/08/pdfs/BOE-A-2011-19242.pdf.

[BOE14] BOE. *Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.* 2014. URL: https://www.boe.es/eli/es/rd/2014/06/06/413/con.

[Bos02] B. K. Bose. *Modern power electronics and AC drives*. Prentice Hall, 2002.

[BPS87] S. R. Bhat, Andre Pittet y B. S. Sonde. "Performance Optimization of Induction Motor-Pump System Using Photovoltaic Energy Source". *Industry Applications, IEEE Transactions on* IA-23.6 (1987), págs. 995-1000. ISSN: 0093-9994. DOI: 10.1109/tia.1987.4505020.

[Caa+08] E. Caamaño, H. Laukamp, M. Jantsch et al. "Interaction Between Photovoltaic Distributed Generation and Electricity Networks". *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* (2008). DOI: 10.1002/pip.845.

[Caa98] E. Caamaño. "Edificios fotovoltaicos conectados a la red eléctrica: caracterización y análisis". Tesis doct. Instituto de Energía Solar, UPM, 1998.

[CI04] G. W. Collins II. *The Foundations of Celestial Mechanics*. Case Western Reserve University, 2004. URL: http://ads.harvard.edu/books/1989fcm..book/.

[CLC93] J. B. Copetti, E. Lorenzo y F. Chenlo. "A general battery model for PV system simulation". *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 1.4 (1993), págs. 283-292. ISSN: 1099-159X. DOI: 10.1002/pip.4670010405.

[Cle93] W. S. Cleveland. *Visualizing Data*. Summit, NJ: Hobart Press, 1993.

[Cle94] W. S. Cleveland. *The Elements of Graphing Data*. Murray Hill, NJ.: AT&T, Bell Laboratories, 1994.

[CM03] L. Castañer y T. Markvart, eds. *Practical handbook of photovoltaic: fundamentals and applications*. Elsevier science, 2003.

[Col09] E. Collado. "Energía Solar Fotovoltaica, competitividad y evaluación económica, comparativa y modelos". Tesis doct. UNED, 2009.

[Coo69] P.I. Cooper. "The Absorption of Solar Radiation in Solar Stills". *Solar Energy* 12 (1969).

[Cor+08] T. Correa, F. Nevesy, S. I. Seleme y S. R. Silva. "Minimum motor losses point tracking for a stand-alone photovoltaic pumping system". *Industrial Electronics, 2008. ISIE 2008. IEEE International Symposium on*. 2008, págs. 1501-1506. DOI: 10.1109/isie.2008.4677123.

[CPR79] M. Collares-Pereira y Ari Rabl. "The average distribution of solar radiation: correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values". *Solar Energy* 22 (1979), págs. 155-164.

[CR11] S. Chapman y J. Rose. *Freeing the grid*. Inf. téc. The Vote Solar Initiative, 2011. URL: http://www.newenergychoices.org/uploads/FreeingTheGrid2011.pdf.

[CTC02] N. Cullen, J. Thornycroft y A. Collinson. *Risk analysis of islanding of photovoltaic power systems within low voltage distribution networks*. Inf. téc. 2002. URL: http://iea-pvps.org/index.php?id=9&eID=dam_frontend_push&docID=385.

[Cte] *Código Técnico de la Edificación*. 2017. URL: https://www.codigotecnico.org/images/stories/pdf/ahorroEnergia/DBHE.pdf.

[DF98] R. Dones y R. Frischkenecht. "Life-cycle assesment of Photovoltaic Studies: Results of Swiss Studies on Energy Chains". *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 6 (1998), págs. 117-125.

[DJ97] B. Decker y U. Jahn. "Performance of 170 grid connected PV plants in northern germany-analysis of yields and optimization potentials". *Solar Energy* 59 (1997), págs. 127-133.

[EKD82] D. G. Erbs, S. A. Klein y J. A. Duffie. "Estimation of the Diffuse Radiation Fraction for Hourly, Daily and Monthly-Average Global Radiation". *Solar Energy* 28.4 (1982), págs. 293-302.

[EL92] M. Egido y E. Lorenzo. "The sizing of stand alone PV-system: A review and a proposed new method". *Solar Energy Materials and Solar Cells* 26.1-2 (1992), págs. 51-69. ISSN: 0927-0248. DOI: 10.1016/0927-0248(92)90125-9.

[EL98] M. A. Egido y E. Lorenzo. *Universal Technical Standard for Solar Home Systems*. Inf. téc. 1998. URL: http://138.4.46.62:8080/ies/ficheros/101Standard_EspV2.pdf.

[FC91] P. Famouri y J. J. Cathey. "Loss minimization control of an induction motor drive". *Industry Applications, IEEE Transactions on* 27.1 (1991), págs. 32-37. ISSN: 0093-9994. DOI: 10.1109/28.67529.

[FM03] J. Fraile Mora. *Maquinas eléctricas*. McGraw-Hill, 2003.

[Fra+98] P. Frankl, A. Masini, M. Gamberale y D. Toccaceli. "Simplified LCA of PV Systems in Buildings: present situation and future trends". *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 6 (1998), págs. 137-146.

[Ful94] J. Fullea. *Acumuladores electroquímicos: fundamentos, nuevos desarrollos y aplicaciones*. McGraw-Hill, 1994.

[Gre95] M. A. Green. *Silicon Solar Cells: Advanced Principles & Practice*. 1995.

[GS95] K. K. Gopinathan y A. Soler. "Diffuse Radiation Models and Monthly-Average, Daily, Diffuse Data for a Wide Latitude Range". *Energy* 20.7 (1995).

[GV00] P. Gómez-Vidal. "Contribución al Desarrollo Tecnológico de la Seguridad y Protección a las Personas en Aplicaciones Fotovoltaicas Conectadas a la Red". Tesis doct. Escuela Politécnica Superior - Universidad de Jaen, 2000.

[GW91] J. M. Gordon y H. J. Wenger. "Central-station solar photovoltaic systems: field layout, tracker, and array geometry sensitivity studies". *Solar Energy* 46.4 (1991), págs. 211-217.

[HM85] J. E. Hay y D. C. McKay. "Estimating Solar Irradiance on Inclined Surfaces: A Review and Assessment of Methodologies". *Int. J. Solar Energy* 3 (1985), págs. 203-.

[Hom] *Homer Energy*. URL: http://www.homerenergy.com.

[HR02] D. P. Hohn y M. E. Ropp. "Comparative Study of Maximum Power Point Tracking Algorithms". *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 11 (2002).

[Hul+06] Thomas A. Huld, Marcel Súri, Ewan D. Dunlop y Fabio Micale. "Estimating average daytime and daily temperature profiles within Europe". *Environmental Modelling & Software* 21.12 (2006), págs. 1650 -1661. ISSN: 1364-8152. DOI: DOI:10.1016/j.envsoft.2005.07.010.

[Hyb] *Hybrid2*. URL: http://www.ceere.org/rerl/projects/software/hybrid2/documentation.html.

[Ing99] Ingeniería Sin Fronteras. *Energía solar fotovoltaica y cooperación al desarrollo*. Instituto de Estudios Políticos para América Latina, 1999. URL: http://www.eurosur.org/medioambiente/esf/ener1.html.

[JN04] U. Jahn y W. Nasse. "Operational performance of grid-connected PV systems on buildings in germany". *Progress in Photovoltaics: research and applications* 12 (2004), págs. 441-448.

[JSS92] M. Jantsch, H. Schmidt y J. Schmid. "Results on the concerted action on power conditioning and control". *11th European photovoltaic Solar Energy Conference*. 1992, págs. 1589-1592.

[Jun05] N. Jungbluth. "Life Cycle Assessment of Crystalline Photovoltaics in the Swiss ecoinvent Database". *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 19 (2005).

[KJ01] K. Knapp y T. Jesterm. "Empirical Investigation of the Energy Payback Time for Photovoltaic Modules". *Solar Energy* 71 (2001), págs. 165-172.

[KL97] G. A. Keoleian y G. McD Lewis. "Application of Life-Cycle Analysis to Photovoltaic Module Design". *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 3 (1997), págs. 287-300.

[KR04] S. Krauter y R. Rüther. "Considerations fot the calculation of greenhouse gas reduction by photovoltaic solar energy". *Renewable Energy* 29 (2004), págs. 345-355.

[LA86] G. López Araujo. *Física de los dispositivos electrónicos*. Vol. II. ETSIT, 1986.

[LH03] A. Luque y S. Hegedus, eds. *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. John Wiley & Sons Ltd, 2003.

[LJ60] B. Y. H. Liu y R. C. Jordan. "The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse, and total solar radiation". *Solar Energy* 4 (1960), págs. 1-19.

[LMM09] E. Lorenzo, F. Martínez y R. Moretón. "Retratos de la Conexión Fotovoltaica a la Red XIV: el caso de las células calientes". *Era Solar* (2009). URL: http://www.fotovoltaica.com/retrato14.pdf.

[LN00] E. Lorenzo y L. Narvarte. "On the usefulness of stand-alone PV sizing methods". *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 8.4 (2000), págs. 391-409. ISSN: 1099-159X.

[LN06] E. Lorenzo y L. Narvarte. *Oferta pública de sistemas de bombeo para el Programa de bombeo fotovoltaico MEDA: Anexo técnico*. Inf. téc. 2006.

[Lor02] E. Lorenzo. "Retratos de la Conexión Fotovoltaica a la Red I". *Era Solar* (2002). URL: http://www.fotovoltaica.com/retrato1.pdf.

[Lor05] E. Lorenzo. "Retratos de la Conexión Fotovoltaica a la Red V: de la AIE a los Inversores". *Era Solar* (2005). URL: http://www.fotovoltaica.com/retrato5.pdf.

[Lor06] E. Lorenzo. *Radiación solar y dispositivos fotovoltaicos*. Sevilla: Progensa, 2006.

[Lor+08] E. Lorenzo, R. Moretón, F. Martínez y Roberto Zilles. "Retratos de la Conexión Fotovoltaica a la Red XII: ¿qué indican realmente los "flash-lists¿". *Era Solar* 146 (2008). URL: http://www.fotovoltaica.com/retrato12.pdf.

[Lor94] E. Lorenzo. *Solar Electricity, Engineering of Photovoltaic Systems*. PROGENSA, 1994.

[Mac93] M. H. Macagnan. "Caracterización de la radiación solar para aplicaciones fotovoltaicas en el caso de Madrid". Tesis doct. Instituto de Energía Solar, UPM, 1993.

[MAR11] MARM. *Sistema de Información Agroclimática del Regadío*. http:///www.marm.es/siar/Informacion.asp. 2011.

[Mas+06] J. E. Mason, V. M. Ftherakis, T. Hansen y H. C. Kim. "Energy Payback and Life-Cycle CO2 Emissions of the BOS in an Optimized 3.5 MW PV installation". *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 14 (2006).

[Mei02] P. J. Meier. "Life-Cycle Assessment of Electricity Generation Systems and Applications for Climate Change Policy Analysis". *Fusion Technology Institute, University of Wisconsin* (2002).

[Mic88] Joseph J. Michalsky. "The Astronomical Almanac's algorithm for approximate solar position (1950-2050)". *Solar Energy* 40.3 (1988), págs. 227 -235. ISSN: 0038-092X. DOI: DOI:10.1016/0038-092X(88)90045-X.

[Mig+01] A. de Miguel, J. Bilbao, R. J. Aguiar, H. Kambezidis y E. Negro. "Diffuse solar irradiation model evaluation in the north mediterranean belt area". *Solar Energy* 70.2 (2001), págs. 143-153.

[Min02] Ministerio de Ciencia y Tecnología. *Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión*. 2002. URL: http://www.f2i2.net/legislacionseguridadindustrLegislacionNacionalGrupo.aspx?idregl=76.

[MR01] N. Martin y J. M. Ruíz. "Calculation of the PV modules angular losses under field conditions by means of an analytical model". *Solar Energy Materials & Solar Cells* 70 (2001), págs. 25-38.

[Mun04] Javier Munoz. "Recomendaciones sobre el uso de corriente alterna en la electrificación rural fotovoltaica". Tesis doct. IES-UPM, 2004.

[MZ08] Federico Morante y Roberto Zilles. "Electric consumption in SHSs in rural communities of Brazil and Peru and recommendations for sizing". *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 16.2 (2008), págs. 171-179. ISSN: 1099-159X. DOI: 10.1002/pip.790.

[Nar01] L. Narvarte. "Hacia un Paradigma de Electrificación Rural Descentralizada con Sistemas Fotovoltaicos". Tesis doct. IES-UPM, 2001.

[Nav08] W. Navidi. *Statistics for Engineers and Scientists*. McGraw-Hill, 2008.

[NL06] L. Narvarte y E. Lorenzo. *Technical standard for village water pumping systems*. Inf. téc. 2006. URL: http://138.4.46.62:8080/ies/ficheros/2_38_technical_guidelines.pdf.

[Nor+14] Th Nordmann, Luzi Clavadetscher, Wilfried G.J.H.M. van Sark y Mike Green. *Analysis of Long-Term Performance of PV Systems*. Inf. téc. IEA-PVPS, 2014. URL: https://iea-pvps.org/key-topics/analysis-of-long-term-performance-of-pv-systems-2015-2/.

[Pag61] J. K. Page. "The calculation of monthly mean solar radiation for horizontal and inclined surfaces from sunshine records for latitudes 40N-40S". *U.N. Conference on New Sources of Energy*. Vol. 4. 98. 1961, págs. 378-390.

[Pan+91] D. Panico, P. Garvison, H. J. Wenger y D. Shugar. "Backtracking: a novel strategy for tracking PV systems". *IEEE Photovoltaic Specialists Conference*. 1991, págs. 668-673.

[PD05] Gerhard Peharz y Frank Dimroth. "Energy payback time of the high-concentration PV system FLATCON®". *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 13.7 (2005), págs. 627-634.

[Per08] O. Perpiñán. "Grandes Centrales Fotovoltaicas: producción, seguimiento y ciclo de vida". Tesis doct. UNED, 2008. URL: http://e-spacio.uned.es/fez/view.php?pid=tesisuned:IngInd-Operpinan.

[Per09] O. Perpiñán. "Statistical analysis of the performance and simulation of a two-axis tracking PV system". *Solar Energy* 83.11 (2009), págs. 2074-2085. URL: http://oa.upm.es/1843/1/PERPINAN_ART2009_01.pdf.

[Per+09] O. Perpiñán, E. Lorenzo, MA Castro y R. Eyras. "Energy payback time of grid connected PV systems: comparison between tracking and fixed systems". *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 17.2 (2009), págs. 137-147. URL: http://oa.upm.es/20818/1/Perpinan.Lorenzo.ea2009.pdf.

[Per12a] O. Perpiñán. "Cost of energy and mutual shadows in a two-axis tracking {PV} system". *Renewable Energy* 43.0 (2012), págs. 331 -342. ISSN: 0960-1481. DOI: 10.1016/j.renene.2011.12.001. URL: http://oa.upm.es/10219/1/Optimization_Perpinan2011_rev20120201.pdf.

[Per12b] Oscar Perpiñán. "solaR: Solar Radiation and Photovoltaic Systems with R". *Journal of Statistical Software* 50.9 (2012), págs. 1-32. URL: http://www.jstatsoft.org/v50/i09/.

[PG00a] L. Pérez Gabarda. *Aspectos particulares de los efectos de la corriente eléctrica*. Inf. téc. 2000. URL: http://www.insht.es/InshtWeb/Contenidos/Documentacion/FichasTecnicas/NTP/Ficheros/401a500/ntp_437.pdf.

[PG00b] L. Pérez Gabarda. *Corriente eléctrica: efectos al atravesar el organismo humano*. Inf. téc. 2000. URL: http://www.insht.es/InshtWeb/Contenidos/Documentacion/FichasTecnicas/NTP/Ficheros/301a400/ntp_400.pdf.

[PLC07] O. Perpinan, E. Lorenzo y MA Castro. "On the calculation of energy produced by a PV grid-connected system". *Progress in Photovoltaics: research and applications* 15.3 (2007), págs. 265-274. URL: http://oa.upm.es/20820/1/Perpinan.Lorenzo.ea2007.pdf.

[Pos+11] R. Posselt, R. Müller, R. Stöckli y J. Trentmann. *CM SAF Surface Radiation MVIRI Data Set 1.0 - Monthly Means / Daily Means / Hourly Means*. 2011. DOI: 10.5676/EUM_SAF_CM/RAD_MVIRI/V001. URL: http://dx.doi.org/10.5676/EUM_SAF_CM/RAD_MVIRI/V001.

[QH98] V. Quaschning y R. Hanitsch. "Irradiance calculation on shaded surfaces". *Solar Energy* 62 (1998).

[R D13] R Development Core Team. *R: A Language and Environment for Statistical Computing*. ISBN 3-900051-07-0. R Foundation for Statistical Computing. Vienna, Austria, 2013. URL: http://www.R-project.org.

[RBD90] D. T. Reindl, W. A. Beckman y J. A. Duffie. "Diffuse Fraction Correlations". *Solar Energy* 45.1 (1990), págs. 1-7.

[RBL10] B. Ridley, J. Boland y P. Lauret. "Modelling of diffuse solar fraction with multiple predictors". *Renewable Energy* 35 (2010), págs. 478-482.

[Sar08] Deepayan Sarkar. *Lattice: Multivariate Data Visualization with R*. ISBN 978-0-387-75968-5. New York: Springer, 2008. URL: http://lmdvr.r-forge.r-project.org.

[Sol90] A. Soler. "Statistical Comparison for 77 European Station of 7 Sunshine-Based Models". *Solar Energy* 45.6 (1990).

[Spe71] J.W. Spencer. "Fourier Series Representation of the Position of the Sun". 2 (1971). URL: http://www.mail-archive.com/sundial@uni-koeln.de/msg01050.html.

[Str11] L. Strous. *Position of the Sun*. 2011. URL: http://aa.quae.nl/en/reken/zonpositie.html.

[Sú+07] Marcel Súri, Thomas Huld, Ewan Dunlop y Jaroslav Hofierka. "Solar Resource Modelling for Energy Applications: Digital Terrain Modelling". *Lecture Notes in Geoinformation and Cartography*. Ed. por Robert Joseph Peckham y Gyozo Jordan. Springer Berlin Heidelberg, 2007, págs. 259-273.

[Tuf01] E. R. Tufte. *The Visual Display of Quantitative Information*. Cheshire, CT.: Graphic Press, 2001.

[Tuf90] E. R. Tufte. *Envisioning information*. Cheshire, CT.: Graphic Press, 1990.

[UR98] E. P. Usher y M. Ross. *Recommended practices for charge controllers*. Inf. téc. 1998.

[Ver02] B. Verhoeven. *Probability of islanding in utility networks due to grid connected photovoltaic power systems*. Inf. téc. 2002. URL: http://iea-pvps.org/index.php?id=9&eID=dam_frontend_push&docID=384.

[WGW00] S. R. Wenham, M. A. Green y M. E. Watt. *Applied Photovoltaics*. Centre for Photovoltaic Devices y Systems, 2000.

[Whi03] A.M. Whitman. "A simple expression for the equation of time". *Journal Of the North American Sundial Society* 14 (2003), págs. 29-33. URL: http://www58.homepage.villanova.edu/alan.whitman/eqoftime.pdf.

[WS13] M.J. (Mariska) de Wild-Scholten. "Energy payback time and carbon footprint of commercial photovoltaic systems". *Solar Energy Materials and Solar Cells* 119.0 (2013). Thin-film Photovoltaic Solar Cells, págs. 296 -305. ISSN: 0927-0248. DOI: http://dx.doi.org/10.1016/j.solmat.2013.08.037.

[Zil93] Roberto Zilles. "Modelado de generadores fotovoltaicos. Efectos de la dispersión de parámetros." Tesis doct. ETSIT-UPM, 1993.