

DISEÑO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

ÓSCAR PERPIÑÁN LAMIGUEIRO
ANTONIO COLMENAR SANTOS
MANUEL ALONSO CASTRO GIL



CRÉDITOS

Las simulaciones y cálculos numéricos han sido realizados con el paquete solaR [62] integrado en el software libre R-project [71]. Las gráficas correspondientes a estos cálculos han sido generados con el paquete lattice [72] de R-project.

La escritura y edición del documento ha sido realizada con el sistema de preparación de documentos L^AT_EX, empleando la clase Memoir y la fuente URW Palladio.

Las figuras incluidas 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 L^AT_EX.

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>.

Diseño de sistemas fotovoltaicos

Ó. Perpiñán, A. Colmenar, M. Castro

Versión 1.22, abril de 2012

© 2011, 2010, 2009 Óscar Perpiñán Lamigueiro, Antonio Colmenar Santos, Manuel Alonso Castro Gil

© 2012 Promotora General de Estudios, S.A. (de la presente edición)



Esta obra está bajo una licencia **Reconocimiento-No comercial-Compartir bajo la misma licencia** 3.0 España de Creative Commons. Para ver una copia de esta licencia, visite:
<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/3.0/es/legalcode.es>

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.

Impreso en España - Printed in Spain

J. de Haro Artes Gráficas, S.L.

ISBN: 978-84-95693-72-3

Depósito Legal: SE-2794-2012

Índice general

Índice general	II
Nomenclatura	VII
1 Introducción	1
2 Dispositivos fotovoltaicos	7
2.1 Funcionamiento de una célula solar	7
2.2 El módulo fotovoltaico	10
3 Sistemas fotovoltaicos de conexión a red	15
3.1 Conceptos básicos	15
3.2 Inversor DC/AC	21
3.3 Configuración de un SFCR	29
3.4 Sombras en generadores	34
3.5 Cálculo de la productividad de un SFCR	44
4 Sistemas fotovoltaicos autónomos	51
4.1 Conceptos generales	51
4.2 Componentes de un SFA	52
4.3 Dimensionado de un SFA	63
5 Sistemas fotovoltaicos de bombeo	73
5.1 Conceptos generales	73
5.2 Componentes	73
5.3 Dimensionado de un SFB	80
6 Seguridad eléctrica en sistemas fotovoltaicos	85
6.1 Introducción	85
6.2 Protección de las personas	87
6.3 Protección de los equipos	94
6.4 Elementos de protección	97
A Simulación de sistemas fotovoltaicos de bombeo	103
B Enlaces útiles	107
B.1 Bases de datos de irradiación procedentes de estaciones meteorológicas	107
B.2 Bases de datos de irradiación procedentes de imágenes de satélite	107
B.3 Revistas	108
B.4 Recursos generales	108
B.5 Foros de discusión	108
B.6 Electrotecnia	108
B.7 R	109

C Ejercicios de diseño	111
C.1 Sistemas fotovoltaicos de conexión a red	111
C.2 Sistemas fotovoltaicos autónomos	119
C.3 Sistemas fotovoltaicos de bombeo	124
C.4 Seguridad eléctrica	126
Bibliografía	133

Índice de figuras

1.1	Clasificación de aplicaciones fotovoltaicas	2
1.2	Sistemas fotovoltaicos conectados a red	3
1.3	Sistema fotovoltaico autónomo alimentando un radioenlace	3
1.4	Sistemas fotovoltaicos autónomos de electrificación rural	4
1.5	Potencia fotovoltaica anual instalada en los principales países fotovoltaicos y en el mundo	5
2.1	Curvas corriente-tensión y potencia-tensión de una célula solar	8
2.2	Modelo eléctrico de una célula solar	9
2.3	Efecto de la temperatura en la curva característica de una célula solar ($G = 800 \text{ W/m}^2$)	12
2.4	Efecto de la irradiancia en la curva característica de una célula solar ($T_a = 20 \text{ }^\circ\text{C}$)	13
3.1	Esquema de un SFCR	15
3.2	Esquema de un inversor monofásico con topología VSI	23
3.3	Evolución temporal de una onda cuadrada de tensión empleada para controlar la conmutación de un inversor	24
3.4	Onda SPWM monofásica bipolar	24
3.5	Sistemas fotovoltaicos conectados a barra de distribución	27
3.6	Zona de no detección en modo isla	29
3.7	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	30
3.8	Curva de eficiencia de un inversor	33
3.9	Sombras en el horizonte	35
3.10	Dimensiones y distancias entre filas de un sistema estático	36
3.11	Sombras mutuas en un conjunto de cuatro seguidores	37
3.12	Dimensiones de un seguidor a doble eje y longitud de su sombra arrojada	38
3.13	Posibles sombras en un conjunto de seis seguidores	38
3.14	Ábaco para planta de seguimiento a doble eje	40
3.15	Evolución del sombreado en un seguidor promedio	41
3.16	Dimensiones básicas en sistemas con seguidores de eje horizontal	41
3.17	Separación entre seguidores de eje horizontal	42
3.18	Retroseguimiento y limitación del ángulo de inclinación en seguidores de eje horizontal	43
3.19	Productividad de diferentes SFCR	49
3.20	Comparativa entre la productividad de diferentes SFCR	50
4.1	Configuraciones típicas	53
4.2	Modelo eléctrico de batería	54
4.3	Curvas de evolución de la tensión en bornes de una batería durante un proceso de carga a corriente constante	56
4.4	Relación entre la tensión y la profundidad de descarga de una batería para un proceso de descarga a corriente constante	57
4.5	Relación entre el régimen de descarga y la capacidad de la batería	57
4.6	Batería estacionaria con desglose de elementos	59
4.7	Esquema eléctrico de un regulador de carga	60

4.8 Histéresis de protección frente a sobrecarga y sobredescarga en un regulador	61
4.9 Curvas LLP	67
4.10 Relación entre C'_A y LLP	68
4.11 Distribución de probabilidades del consumo mensual en cuatro localidades brasileñas	70
4.12 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} . . .	70
5.1 Componentes de un sistema fotovoltaico de bombeo de agua	74
5.2 Bomba de diafragma	76
5.3 Bomba helicoidal	76
5.4 Bomba centrífuga de superficie y sumergible	76
5.5 Convertidores DC-DC	78
5.6 Ejemplo de nomograma para sistemas de bombeo	84
6.1 Efecto de la corriente que circula por el cuerpo humano	87
6.2 Esquema eléctrico de un contacto directo en un sistema fotovoltaico con esquema de puesta a tierra TT o TN	88
6.3 Resistencia de aislamiento distribuida en un generador fotovoltaico con esquema de conexión a tierra IT	89
6.4 Capacidad distribuida en un generador fotovoltaico con esquema de conexión a tierra IT . . .	89
6.5 Esquema eléctrico de contacto indirecto en un sistema fotovoltaico con esquema de conexión a tierra TT	90
6.6 Esquema eléctrico de contacto indirecto en un sistema fotovoltaico con esquema de conexión a tierra TN	91
6.7 Esquema eléctrico de contacto indirecto en un sistema fotovoltaico con esquema de conexión a tierra IT	91
6.8 Formación de un rayo eléctrico	95
6.9 Inducción sobre un generador	96
6.10 Cruzamiento de líneas en una red aérea para aumentar la protección contra sobretensiones .	96
6.11 Efectos del funcionamiento de un diseño defectuoso de una caja de protecciones que incluye varistores	98
6.12 Caja de protección DC	99
6.13 Funcionamiento de un interruptor diferencial	100

Índice de tablas

3.1 Pérdidas límite (en porcentaje) por orientación e inclinación, y sombras recogidas en el documento HE5 del Código Técnico de la Edificación	30
3.2 Procedimiento de cálculo de la irradiancia efectiva	45
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	46
3.4 Factores de pérdidas incluidos en el <i>performance ratio</i> anual junto con valores recomendados .	47
4.1 Valores recomendados de capacidad del generador y capacidad del acumulador aplicables a SFA en España	66
4.2 Escenarios de consumo para SFA	71
6.1 Valores medios aproximados de la resistividad en función del terreno según la ITC-BT-18 . . .	93

Nomenclatura

AC	Alternating current
A_G	Area de un generador fotovoltaico
α	Ángulo de orientación de un generador fotovoltaico
AM	Masa de aire
b	Factor de forma de un seguidor
B_{ef}	Irradiancia directa efectiva incidente en un generador
β	Ángulo de inclinación de un generador fotovoltaico
β_{opt}	Ángulo de inclinación que optimiza el funcionamiento de un sistema fotovoltaico
BT	Baja Tensión
C_A	Capacidad normalizada de un generador en un sistema autónomo
CA	Corriente alterna
C'_A	Capacidad normalizada de un generador en un sistema autónomo referida a la radiación horizontal
C_b	Capacidad nominal de un acumulador electroquímico
CC	Corriente continua
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_U	Capacidad útil de un acumulador electroquímico
DC	Direct current
D_{ef}	Irradiancia difusa efectiva incidente en un generador
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_{min}	Distancia mínima entre hileras de un generador para evitar el sombreado
dV_{oc}/dT_c	Variación de la tensión de circuito abierto con la temperatura de célula

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
η	Eficiencia de una célula
η_{bat}	Rendimiento energético de un acumulador electroquímico
η_c	Rendimiento energético del cableado
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
FF	Factor de forma
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.
g	Aceleración de la gravedad
γ_s	Altura solar
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
$G_{ef,a}$	Irradiación global efectiva anual incidente en un generador
G_{efs}	Irradiación (o irradiancia) global efectiva incidente en un generador considerando las sombras
GRR	Ground requirement ratio
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_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_D	Corriente de descarga de un acumulador electroquímico

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
$I_{max,INV}$	Máxima corriente admisible en la entrada de un inversor
I_{mpp}	Corriente en el punto de máxima potencia de una célula
I_n	Intensidad nominal del dispositivo de protección
I_{sc}	Corriente de cortocircuito de una célula
I_{scG}	Corriente de cortocircuito del generador
I_{scM}	Corriente de cortocircuito de un módulo
I_z	Intensidad admisible por un conductor
k_i^0	Coeficientes de la curva de eficiencia de un inversor
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
ϕ	Latitud del lugar
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 periodo 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 del diodo
MT	Media Tensión
N_{cs}	Número de células en serie dentro de un módulo
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
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 hidráulica necesaria en un sistema de bombeo de agua
P_{inv}	Potencia nominal de un inversor
P_m^*	Potencia de un módulo en condiciones STC
P_{mpp}	Potencia en el punto de máxima potencia de una célula
p_o	Potencia alterna a la salida de un inversor normalizada por la potencia nominal del equipo
PR	Rendimiento global de un sistema de conexión a red (performance ratio)
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_{BI}	Resistencia interna de una batería
REBT	Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión
R_h	Resistencia eléctrica equivalente de un ser humano
ρ	Densidad del agua
ρ	Resistividad del terreno
ρ_e	Densidad del electrolito de una batería de ácido-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 eléctrica equivalente del contacto del cuerpo con el terreno
R_s	Resistencia serie de una célula
R_t	Resistencia de la puesta a tierra
R_{tp}	Resistencia de la toma a tierra de protección
R_{ts}	Resistencia de la toma a tierra de servicio
x	

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 continua
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
T_a	Temperatura ambiente
T_c	Temperatura de célula
T_c	Temperatura de funcionamiento de una célula
T_c^*	Temperatura de célula en condiciones estándar de medida
TONC	Temperatura nominal operacional de célula
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_B	Tensión en funcionamiento de una batería
V_{BI}	Tensión en circuito abierto de una batería
V_c	Tensión de contacto
V_{max}	Tensión máxima admisible de seguridad ante un contacto
$V_{max,inv}$	Tensión máxima admisible de entrada a un inversor
V_{mpp}	Tensión en el punto de máxima potencia de una célula
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_{ocG}	Tensión de circuito abierto del generador
V_{ocM}	Tensión de circuito abierto del módulo
V_t	Potencial térmico
v_v	Velocidad de viento
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 3) 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 4) 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 de 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

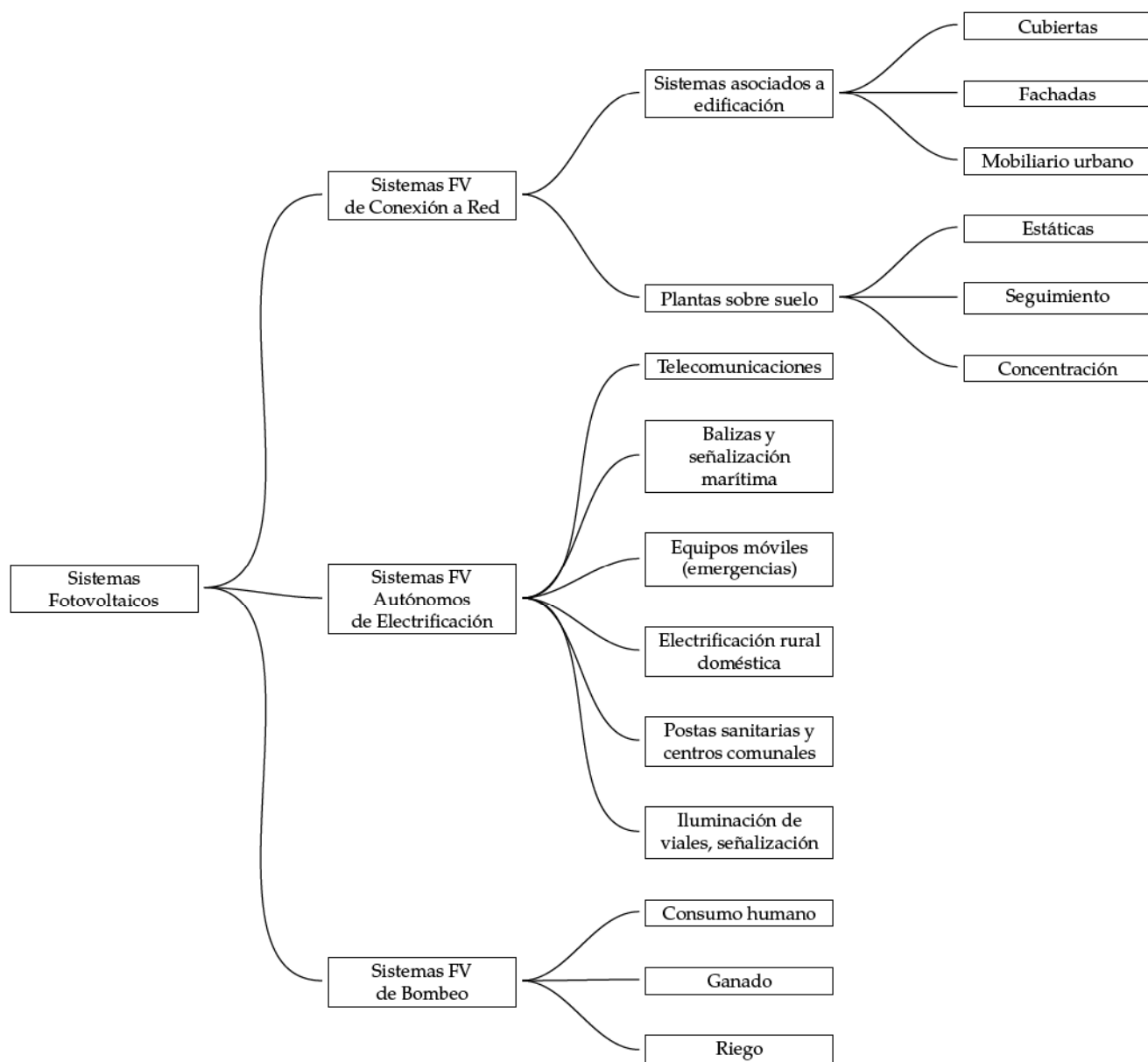


FIGURA 1.1: *Clasificación de aplicaciones fotovoltaicas.*



(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.*

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 4) proporcionan energía para alimentar equipos de iluminación, radio, televisión y pequeñas herramientas eléctricas.

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



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

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 5) 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.

Según el informe *Global Market Outlook for Photovoltaics until 2014* de la *European Photovoltaics Industry Association* [12] la potencia fotovoltaica instalada en el planeta al finalizar el año 2009 se acercó a los 22,9 GW. A pesar de que es muy difícil establecer cifras fiables de la potencia instalada en sistemas autónomos, no hay duda de que una proporción muy alta se debe a sistemas conectados a red. La figura 1.5 muestra la evolución de la potencia instalada anualmente desde el año 2005 hasta el 2009 en los principales países con instalaciones fotovoltaicas (España, EEUU, Japón y Alemania) y en el resto del mundo. Es destacable el espectacular aumento experimentado en España en el 2008, que la sitúa en el segundo puesto por detrás de Alemania, y el estancamiento sufrido en el año 2009.



(a) Sistema doméstico.



(b) Sistema de bombeo con depósito elevado.

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

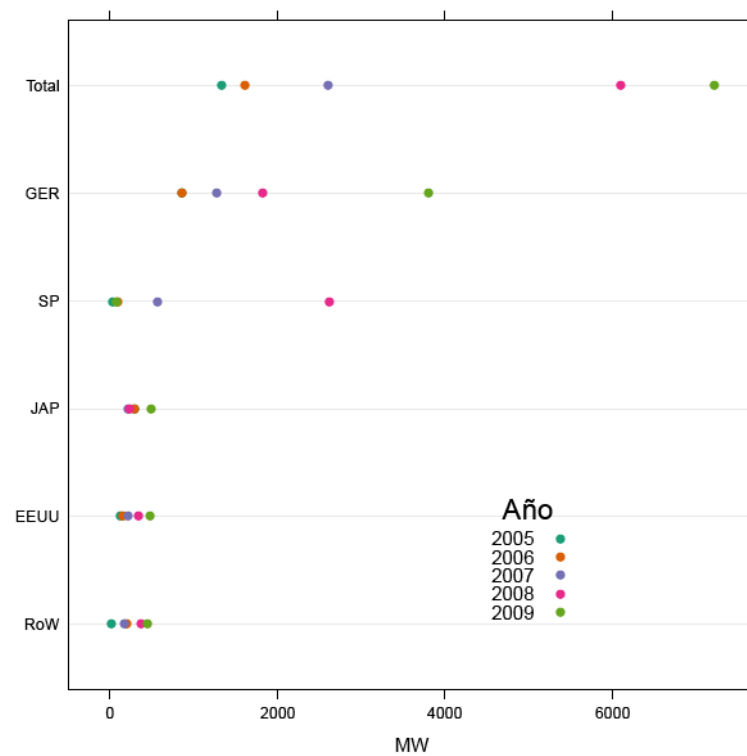


FIGURA 1.5: *Potencia fotovoltaica anual instalada en los principales países fotovoltaicos y en el mundo.*

Capítulo 2

Dispositivos fotovoltaicos

Este capítulo es un breve resumen de los aspectos más importantes sobre el funcionamiento de las células y módulos fotovoltaicos. El lector interesado en ampliar estos contenidos puede acudir a las referencias [48], [37] y [77]. Para el estudio de la física de los dispositivos electrónicos se puede acudir a la referencia [51].

2.1 Funcionamiento de una célula solar

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 2.1. 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. 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} . Estos dos parámetros suelen estar disponibles en la información asociada a una célula. En función de ellos se puede escribir la ecuación 2.1, que describe la curva característica de una célula:

$$I = I_{sc} \cdot \left[1 - \exp \left(\frac{e \cdot (V_{oc} - V)}{m \cdot k \cdot T_c} \right) \right] \quad (2.1)$$

2.1.1 Punto de máxima potencia

Superpuesta a la curva corriente-tensión, la figura 2.1 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 $\frac{dP}{dV} = 0$. 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.

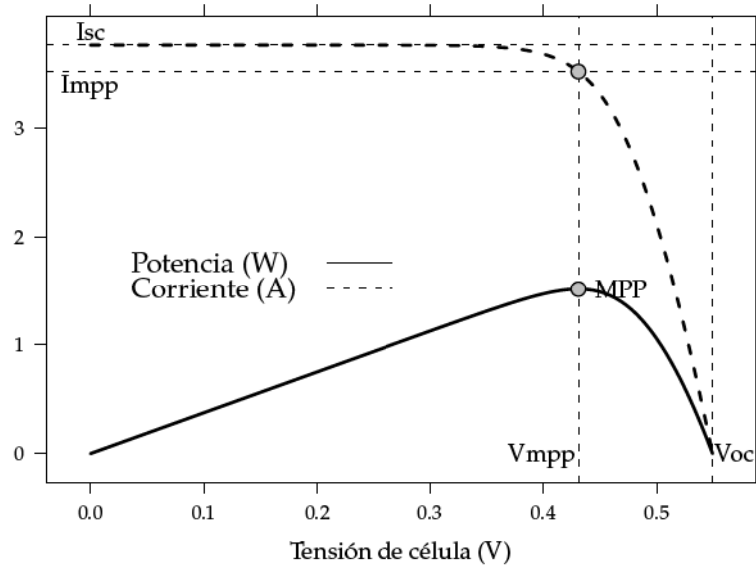


FIGURA 2.1: Curvas corriente-tensión (línea discontinua) y potencia-tensión (línea continua) de una célula solar.

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

$$\frac{d(I \cdot V)}{dV} = V \cdot \frac{dI}{dV} + I \cdot \frac{dV}{dV} \quad (2.2)$$

$$dP = V \cdot dI + I \cdot dV \quad (2.3)$$

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

$$\frac{dI}{dV} = -\frac{I_{mpp}}{V_{mpp}} \quad (2.4)$$

2.1.2 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 2.1, 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:

$$FF = \frac{I_{mpp} \cdot V_{mpp}}{I_{sc} \cdot V_{oc}} \quad (2.5)$$

El factor de forma es tanto más cercano a la unidad cuanto más 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 otras. 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 2.6

$$\eta = \frac{I_{mpp} \cdot V_{mpp}}{P_L} \quad (2.6)$$

donde P_L representa la potencia luminosa que incide en la célula. Como es evidente de la ecuación 2.6, 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. Las células industriales de silicio suelen ofrecer eficiencias comprendidas entre el 13 % y el 17 %.

2.1.3 Condiciones estándares de medida

Se definen unas condiciones de funcionamiento, denominadas condiciones estándar de medida (*STC, standard test conditions* en sus siglas inglesas), válidas para caracterizar una célula o un módulo en un laboratorio de medida. Estas condiciones vienen determinadas por:

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

Normalmente se escribe 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:

$$P_{mpp}^* = I_{mpp}^* \cdot V_{mpp}^* \quad (2.7)$$

el factor de forma:

$$FF^* = \frac{P_{mpp}^*}{I_{sc}^* \cdot V_{oc}^*} \quad (2.8)$$

y la eficiencia:

$$\eta^* = \frac{I_{mpp}^* \cdot V_{mpp}^*}{A \cdot G_{stc}} \quad (2.9)$$

2.1.4 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 2.1. 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 2.2. En esta figura se incluyen una resistencia serie y una resistencia paralela para efectos no incluidos en la ecuación 2.1 pero apreciables en las células reales.

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. Es interesante comprobar que, una

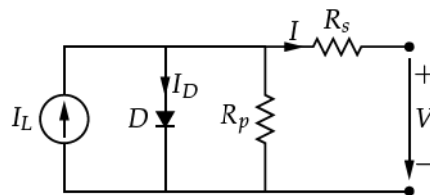


FIGURA 2.2: Modelo eléctrico de una célula solar.

vez conocidos los valores de los cuatro parámetros eléctricos de la célula (I_{sc} , V_{oc} , I_{mpp} , V_{mpp}), es posible obtener el valor de R_s a partir de la ecuación 2.10 con la información que el fabricante suministra sobre las corrientes y tensiones del dispositivo:

$$R_s^* = \frac{V_{oc}^* - V_{mpp}^* + m \cdot V_t \cdot \ln(1 - \frac{I_{mpp}^*}{I_{sc}^*})}{I_{mpp}^*} \quad (2.10)$$

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 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. Además, considerando que el valor de la exponencial es notablemente superior a 1 en todas las condiciones de operación y que la corriente de cortocircuito es equivalente a la corriente fotogenerada, se obtiene la ecuación que emplearemos como curva característica de la célula solar:

$$I = I_{sc}[1 - \exp(\frac{V - V_{oc} + I \cdot R_s}{m \cdot V_t})] \quad (2.11)$$

2.2 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 la tensión y la corriente adecuadas. Un módulo fotovoltaico es una asociación de células a las que se protege físicamente de la intemperie y aísla 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 antirreflexivo con la ausencia de bordes o desniveles que faciliten la acumulación de suciedad, o que 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 antirreflexivo.

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 [77].

Una configuración eléctrica muy común hasta hace unos años, empleaba 36 células en serie para obtener módulos con potencias comprendidas en el rango 50 Wp–100 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 200 Wp y tensiones en el rango 30 V–50 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.

2.2.1 Influencia de la temperatura y la radiación

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, la curva característica de un módulo puede calcularse de forma aproximada con:

$$I_m = I_{sc} \cdot \left[1 - \exp \left(\frac{V_m - V_{oc} + I_m \cdot R_s}{V_t} \right) \right] \quad (2.12)$$

Como aproximación, se supone que la corriente de cortocircuito depende exclusivamente y de forma lineal de la irradiancia:

$$I_{sc} = G_{ef} \cdot \frac{I_{sc}^*}{G_{stc}} \quad (2.13)$$

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

$$V_{oc}(T_c) = V_{oc}^* + (T_c - T_c^*) \cdot \frac{dV_{oc}}{dT_c} \quad (2.14)$$

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

$$dV_{oc}/dT_c = -2,3 \text{ mV}/^\circ\text{C} \quad (2.15)$$

En estas dos ecuaciones se hace referencia a las condiciones estándar de medida. En estas condiciones, la temperatura de *célula* es de 25 °C. Sin embargo, la temperatura de operación de la célula depende de la temperatura ambiente y la irradiancia incidente. La ecuación 2.16 expresa una aproximación aceptable del comportamiento térmico de un módulo:

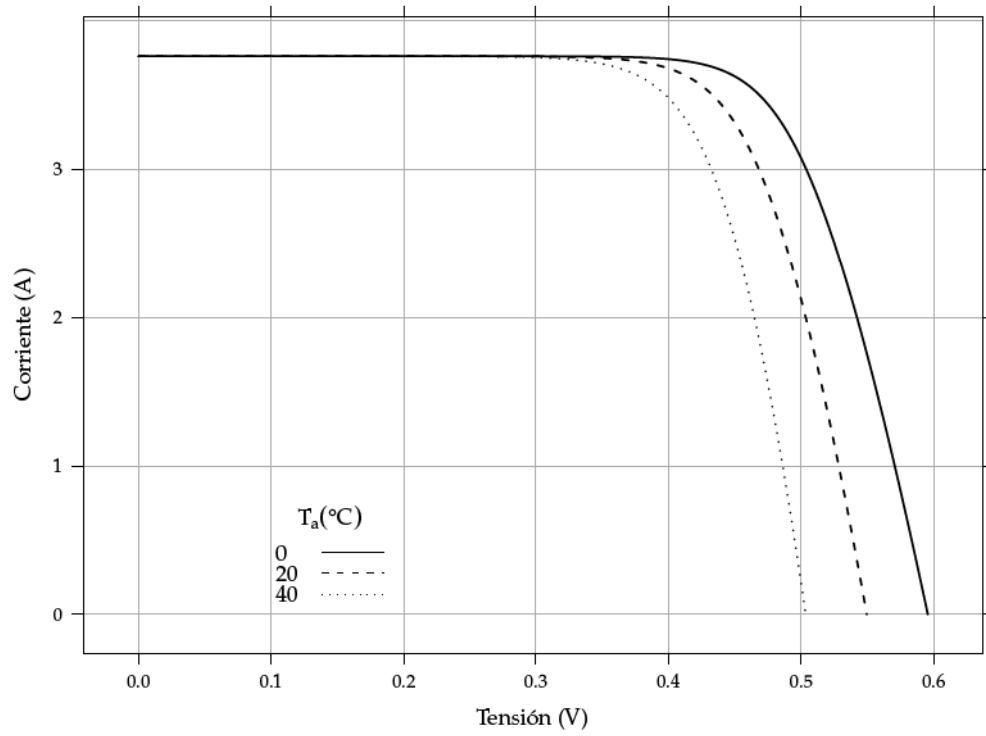
$$T_c = T_a + G_{ef} \cdot \frac{NOCT - 20}{800} \quad (2.16)$$

En esta ecuación se emplea el concepto de temperatura de operación nominal de célula (NOCT o TONC) definida como aquella que alcanza una *célula* cuando su *módulo* trabaja en las siguientes condiciones:

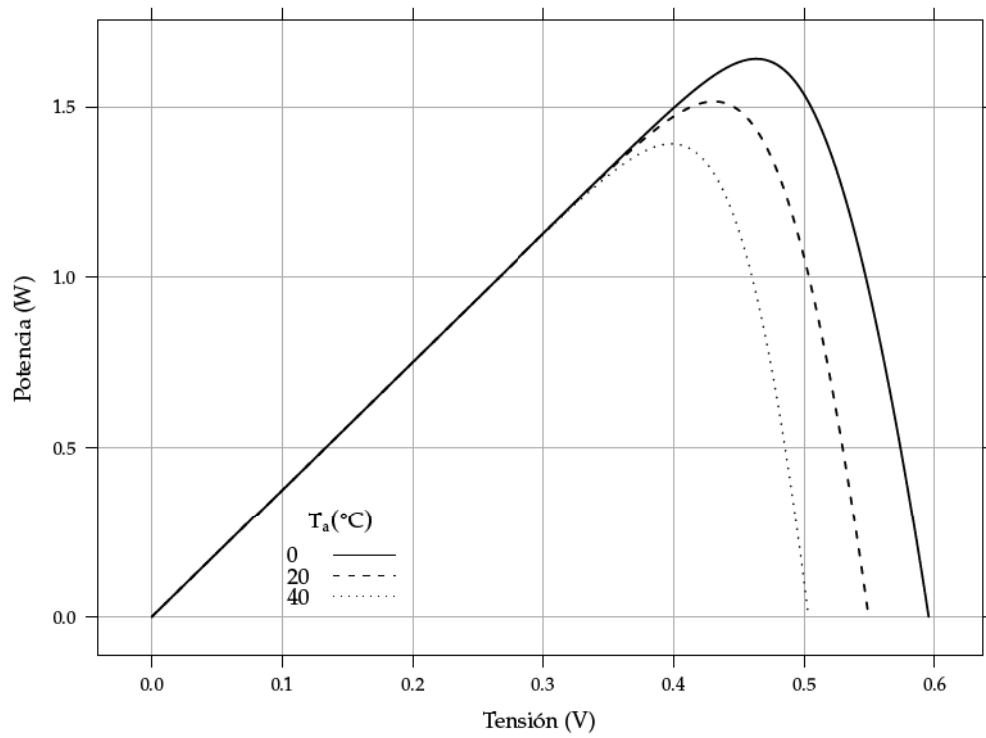
- Irradiancia: $G = 800 \text{ W}/\text{m}^2$
- Espectro: el correspondiente a $AM = 1,5$
- Incidencia normal
- Temperatura ambiente: $T_a = 20^\circ\text{C}$
- Velocidad de viento: $v_v = 1 \text{ m}/\text{s}$

El valor de la TONC suele estar incluido dentro de la información que el fabricante recoge en su ficha técnica. No obstante, un valor de 47 °C es aceptable para un amplio rango de módulos fotovoltaicos de silicio cristalino.

El efecto de la temperatura en la curva característica queda recogido en la figura 2.3 y el efecto de la irradiancia en la figura 2.4. Es fácil comprobar que la corriente y la potencia aumentan con el nivel de irradiancia incidente, y la tensión y la potencia disminuyen con la temperatura ambiente.

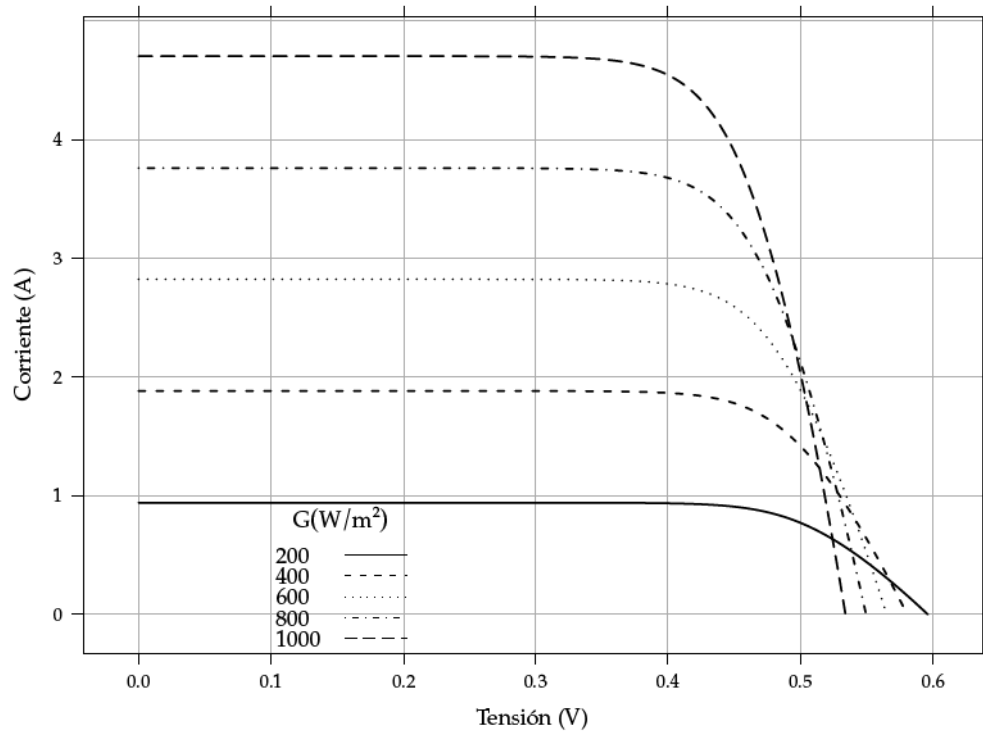


(a) Curva I-V.

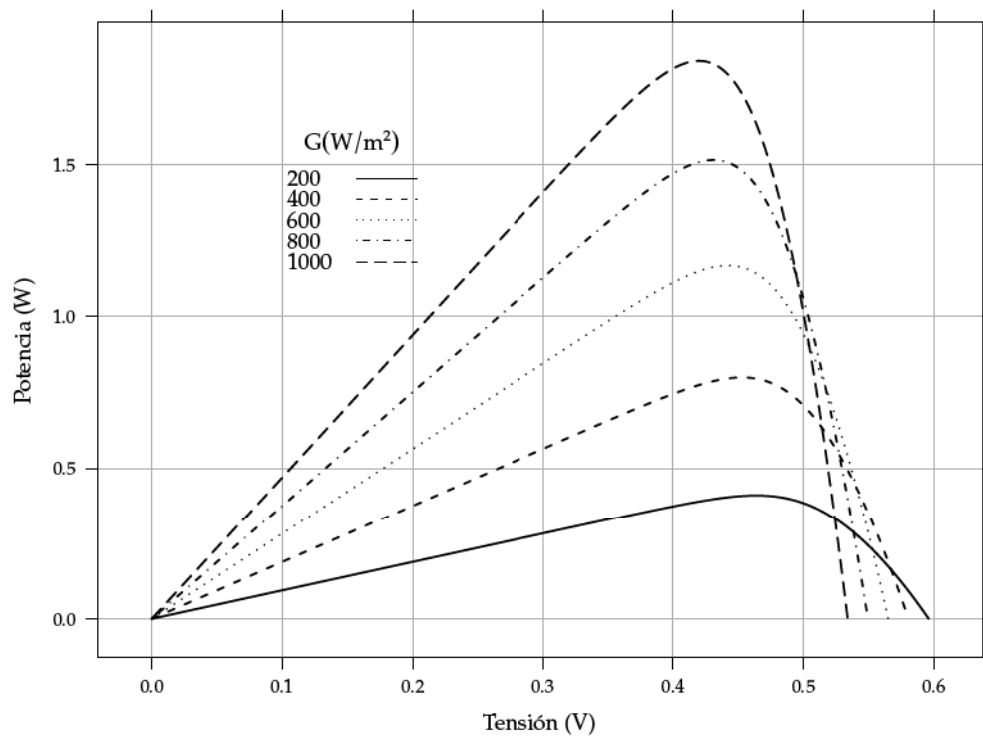


(b) Curva P-V.

FIGURA 2.3: Efecto de la temperatura en la curva característica de una célula solar ($G = 800 \text{ W/m}^2$).



(a) Curva I-V.



(b) Curva P-V.

FIGURA 2.4: Efecto de la irradiancia en la curva característica de una célula solar ($T_a = 20^\circ\text{C}$).

Capítulo 3

Sistemas fotovoltaicos de conexión a red

3.1 Conceptos básicos

3.1.1 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 3.1, 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 prima¹, 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

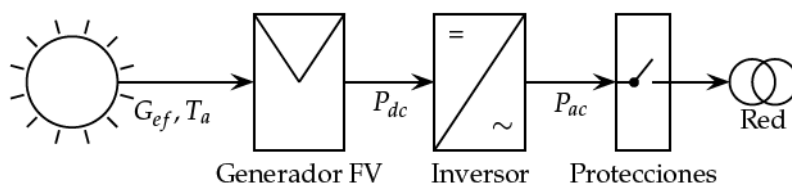


FIGURA 3.1: Esquema de un SFCR.

¹Este mecanismo es de uso común en los países europeos. La referencia [25] proporciona información sobre el uso de este mecanismo en diferentes países europeos, donde es frecuentemente implementado.

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 neto² 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 eléctrica³ absorbe 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 demanda⁴. 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.

3.1.2 Normativa aplicable en España

En el momento de escritura de este documento, la legislación aplicable a un SFCR en España es la siguiente:

■ RD. 1578/2008 [11]:

- Marca las primas por la venta de la energía producida.
- Establece un procedimiento de convocatorias con cupos de potencia y preasignación.
- Establece dos tipos de SFCR (dos tipos de prima y cupos de potencia).
 - Tipo I. Instalaciones que estén ubicadas en cubiertas o fachadas de construcciones fijas, cerradas, hechas de materiales resistentes, dedicadas a usos residencial, de servicios, comercial o industrial, incluidas las de carácter agropecuario; o bien, instalaciones que estén ubicadas sobre estructuras fijas de soporte que tengan por objeto un uso de cubierta de aparcamiento o de sombreado, en ambos casos de áreas dedicadas a alguno de los usos anteriores, y se encuentren ubicadas en una parcela con referencia catastral urbana.
 - Tipo II. Instalaciones no incluidas en el tipo I anterior.

Recientemente este Real Decreto ha sido modificado en algunos aspectos por el RD 1565/2010 [4], por el RD 14/2010 [6] (cuya disposición adicional primera tiene el título "Limitación de las horas equivalentes de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas") y por el RD. 1699/2011.

■ RD. 1699/2011 [13]

- Establece las condiciones administrativas, contractuales, económicas y técnicas básicas para la conexión a las redes de distribución de energía eléctrica de las instalaciones fotovoltaicas (además de otras tecnologías) de potencia no superior a 100 kW⁵, siendo 5 kW la potencia máxima admisible de un inversor monofásico.

²Este mecanismo es la elección habitual en los Estados Unidos de América. La referencia [21] detalla las diferentes modalidades empleadas en varios estados.

³En 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.

⁴Más 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/>.

⁵Este Real Decreto define la potencia nominal del SFCR como la suma de la potencia de los inversores que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento. Será esta definición la empleada en todo el documento al referirnos a la potencia nominal del SFCR, y se utilizará la expresión "potencia nominal del generador" para designar la potencia del generador fotovoltaico.

- Describe los requisitos técnicos de conexión a red que un SFCR debe cumplir⁶, dedicando especial atención a los sistemas de seguridad eléctrica.
 - Simplifica las tramitaciones para la conexión de pequeñas instalaciones de generación eléctrica.
 - Contempla la posibilidad de conexión en la red interior de un consumido y establece un plazo de cuatro meses para la publicación de una propuesta de Real Decreto que regule las condiciones administrativas, técnicas y económicas del consumo de la energía eléctrica producida para consumo propio (previsiblemente mediante un mecanismo de balance neto).
 - Fija el contrato-tipo que debe ser firmado por el usuario del SFCR y la compañía eléctrica a la que se conecta el sistema.
 - Deroga el RD. 1663/2000 y modifica algunos aspectos del RD. 1578/2008.
- RD. 436/2004 [9]: establece los procedimientos de legalización de un SFCR. Algunos de estos procedimientos han sido actualizados por el RD 661/2007 [5] y por el RD 1578/2008.
 - Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (2002) [55]. Debe destacarse que no hay un capítulo específico dedicado a los SFCR.
 - Documento HE5 del Código Técnico de la Edificación [10].

3.1.3 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

⁶Hasta la publicación de este Real Decreto, estos requisitos estaban recogidos en el derogado RD. 1663/2000.

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, debe mencionarse 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 eje⁷.

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 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 generador⁸ 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 difícil establecer recomendaciones de aplicación universal. Por ejemplo, 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.

⁷El lector interesado en sistemas de seguimiento podrá encontrar mayor información al respecto y un conjunto de ecuaciones que describen los diferentes métodos en [63].

⁸También deberá tener en cuenta la limitación de potencia que impone las características del punto de conexión concedido por la compañía eléctrica, tal y como se explica en el apartado 3.1.4.

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. Es recomendable acudir a la referencia [3] para contemplar las variadas posibilidades de uso de sistemas fotovoltaicos en edificios.

Para las instalaciones fotovoltaicas en edificación es de particular importancia el documento HE5 del Código Técnico de la Edificación. Esta normativa obliga a incorporar sistemas fotovoltaicos según la aplicación del edificio. Así, por ejemplo, un hipermercado de más de 5000 m² o una nave de almacenamiento de más de 10 000 m² deben emplear sistemas fotovoltaicos. La potencia mínima de estos sistemas queda determinada por la ecuación 3.1:

$$P_{min} = C \cdot (A \cdot S + B) \quad (3.1)$$

siendo P_{min} la potencia (kWp) mínima a instalar, A y B dos coeficientes que dependen de la utilidad del edificio, 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, esta potencia mínima debe ser superior a 6,25 kWp.

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/m²) mientras que Canarias y parte de Andalucía pertenecen a la zona V (radiación superior a 5 kWh/m²). El coeficiente C de la ecuación 3.1 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.

En los apartados 3.3.1 y 3.4.1 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, tal y como se describe en el apartado 3.1.4. 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 concentración⁹ 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

⁹Un 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.

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.

3.1.4 Condiciones técnicas de la conexión

Para percibir una compensación económica por la energía producida o intercambiada con la red, el SFCR debe cumplir determinados requisitos legales en cuanto a su conexión.

Debe tenerse en cuenta que la reglamentación eléctrica española establece la separación administrativa entre la comercialización y la distribución de la energía. Así, la empresa que nos suministra energía eléctrica en nuestro hogar es distinta de la que adquiere la energía que produce el SFCR que podamos tener en nuestro tejado (aunque, cómo es habitual, pertenezcan a una misma corporación). Por tanto, al menos administrativamente, la generación fotovoltaica y el consumo “cercano” son dos sistemas independientes. No obstante, es claro que la corriente eléctrica no entiende de leyes ni contratos, sino que fluye según las leyes de Kirchhoff. Así, la energía producida por un SFCR será consumida parcial o totalmente en el propio edificio que lo alberga o en las cercanías de la instalación.

La separación existente entre empresa comercializadora y empresa distribuidora se refleja en la separación de contratos y facturas, y por tanto, también de elementos y puntos de medida. La consecuencia evidente es que, en general, no pueden utilizarse las lecturas de dos contadores distintos (uno de venta y otro de compra) para componer una única factura. De esta forma, para poder vender la energía eléctrica producida es necesario conectar el sistema fotovoltaico en un punto propiedad de la compañía eléctrica, siempre externo a las instalaciones eléctricas propias de la edificación o lugar que acoge al SFCR. Más aún, tal y como se puede deducir del listado de normativa aplicable, los SFCR que superan la potencia de 100 kW no pueden conectarse en la red de BT. De aquí que, en ciertos casos, la legalización de un sistema fotovoltaico presente ciertas complicaciones.

Destacan dos situaciones:

- Titulares con suministro en Media Tensión (MT) con SFCR de potencia menor a 100 kW. A pesar de que la potencia fotovoltaica es menor que el valor que obliga a la conexión en MT, la obligación de conexión en un punto propiedad de la compañía eléctrica implica el uso de un transformador BT-MT distinto al usado para consumo. Sin embargo, esta solución conlleva más pérdidas energéticas y un incremento de la inversión de la instalación inaceptables. Afortunadamente, el reciente RD 1699/2011 regula la posibilidad de inyectar “aguas abajo”¹⁰ del transformador de consumo y hacer los balances necesarios en las facturas de venta y consumo.
- Titulares en edificios de varias viviendas: de nuevo, la necesidad de realizar la conexión aguas arriba del contador de consumo implica, en este caso, la instalación de cableado bajante desde la vivienda en cuestión hasta la sala de contadores del edificio (situado habitualmente en el sótano o plantas bajas). Esta solución no es siempre fácil ni técnica (no siempre existe espacio o canalizaciones disponibles en la bajante del edificio) ni administrativamente (es necesario el permiso de la comunidad de vecinos). Esta situación se resolverá cuando se regule el mecanismo de balance neto.

¹⁰En la terminología de redes eléctricas es de uso común las expresiones “aguas arriba” y “aguas abajo”. Estas expresiones parten de la suposición de que el flujo de potencia es siempre unidireccional (desde la central de generación, hasta el punto de consumo), de forma que la analogía hidráulica (el flujo parte de la central situada arriba hacia el punto de consumo situado abajo) permite designar la ubicación de elementos del circuito. Por ejemplo, en una misma línea de consumo, el contador de energía se encuentra “aguas arriba” de los equipos de consumo. Aunque esta terminología es ambigua en las redes donde el flujo de la potencia es bidireccional, tales como aquellas en las que conviven sistemas fotovoltaicos con nodos de consumo, se utiliza con el mismo significado. Así, en el caso de un transformador, el punto de BT está “aguas abajo” y la conexión en MT está “aguas arriba”.

3.2 Inversor DC/AC

3.2.1 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/AC¹¹, 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.

3.2.2 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:

- 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 desfavorables 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 que entrega un inversor y la que recibe de 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/m²) o la potencia de entrada (W) necesaria para que el inversor comience el proceso de conversión.

¹¹DC son las siglas inglesas de *direct current*, corriente continua, y AC las correspondientes a *alternating current*, corriente alterna. En castellano las siglas son, respectivamente, CC y CA.

3.2.3 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 kW¹², y son poco comunes los inversores trifásicos de potencia inferior a 10 kW.

3.2.4 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: adecúa el valor de tensión de salida del puente al de la red y proporciona aislamiento galvánico entre la parte 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.

¹²En España la conexión en monofásica sólo está permitida para potencias que no superen este valor.

La parte fundamental de este equipo es el puente de conmutación, compuesto por un conjunto de dispositivos semiconductores de potencia (MOSFETs¹³ e IGBTs¹⁴, 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 3.2. 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 3.3 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 (THD¹⁵, *total harmonic distortion*) a través de la ecuación 3.2:

$$THD_v = \frac{1}{V_1} \sqrt{\sum_{n=3,5,\dots}^{\infty} V_n^2} = \sqrt{\sum_{n=3,5,\dots}^{\infty} \frac{1}{n^2}} = 0,4829 \quad (3.2)$$

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 línea¹⁶ se calculan con la ecuación 3.3:

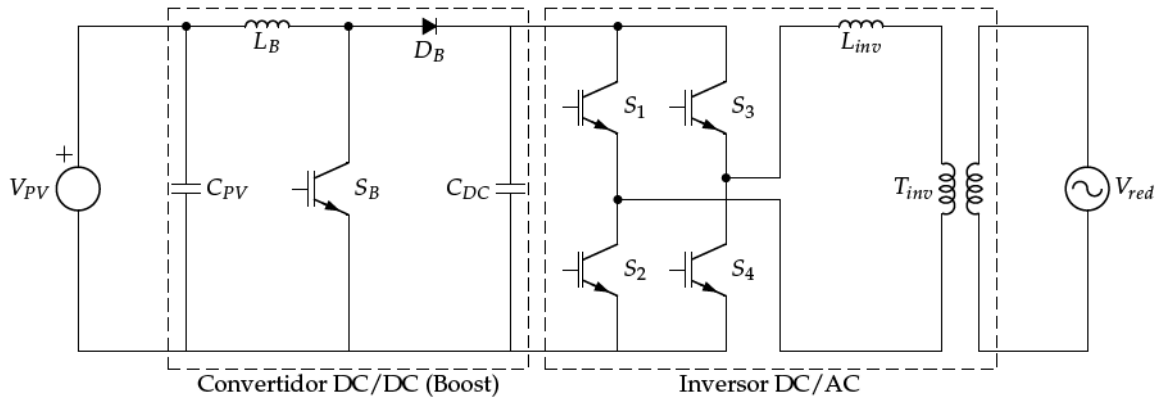


FIGURA 3.2: Esquema de un inversor monofásico con topología VSI. La figura incluye un convertidor DC/DC tipo Boost (elevador) junto con el puente inversor, ambos utilizando dispositivos IGBTs. Este equipo incluye un transformador de baja frecuencia a la salida.

¹³MOSFET son las siglas de *Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor*, es decir, transistor de efecto de campo con estructura Metal-Oxido-Semiconductor.

¹⁴IGBT son las siglas de *Insulated Gate Bipolar Transistor*, es decir, transistor bipolar con puerta aislada.

¹⁵La 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.

¹⁶En este caso, puede demostrarse que los armónicos múltiplos de 3 de los voltajes línea a línea son nulos.

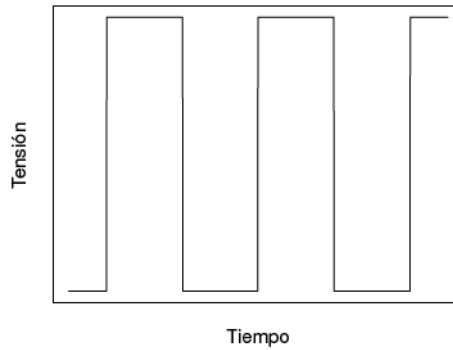


FIGURA 3.3: Evolución temporal de una onda cuadrada de tensión empleada para controlar la conmutación de un inversor.

$$THD_v = \frac{1}{\cos \frac{\pi}{6}} \sqrt{\sum_{n=3,5,\dots}^{\infty} \frac{\cos^2 n \frac{\pi}{6}}{n^2}} = 0,3103 \quad (3.3)$$

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 senoide como señal de referencia, adquiriendo la denominación SPWM (modulación del ancho de pulso con señal sinusoidal): siguiendo la figura 3.4, 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 senoide, y anchura similar de pulsos positivos y negativos en los pasos por cero de esta señal de referencia.

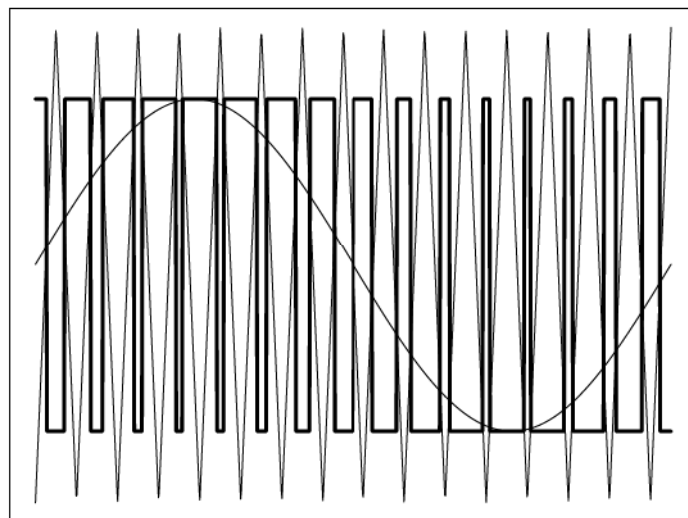


FIGURA 3.4: Onda SPWM monofásica bipolar.

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 fácilmente 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.

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 tensión¹⁷ (VSI, *voltage source inverter*) (figura 3.2). 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 trabajo¹⁸. 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, situado a la entrada del inversor. De esta manera, el sistema de control del inversor impone al generador FV un valor de tensión de trabajo.
- 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.

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 salida¹⁹ 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 red²⁰ y a que su amplitud esté en consonancia con la corriente de entrada al inversor (determinada por el algoritmo de búsqueda del MPP).

¹⁷En 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.

¹⁸Es 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.

¹⁹De forma análoga a un condensador, una inductancia reduce las variaciones de corriente.

²⁰Generalmente, 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.

3.2.5 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 convertidor DC/DC mediante cambios en el patrón de conmutación del transistor S_B de la figura 3.2).

Existen diversos algoritmos de búsqueda y seguimiento del MPP sin que hasta ahora exista consenso sobre cuál es mejor [40]. 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 3.4. 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.

$$\text{Curva Potencia-Tensión : } \begin{cases} \frac{dP}{dV} > 0 & 0 < V < V_{mpp} \\ \frac{dP}{dV} = 0 & V = V_{mpp} \\ \frac{dP}{dV} < 0 & V_{mpp} < V < V_{oc} \end{cases} \quad (3.4)$$

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 3.4 para obtener la ecuación 3.5:

$$\text{Curva Corriente-Tensión : } \begin{cases} \frac{dI}{dV} > -\frac{I}{V} & 0 < V < V_{mpp} \\ \frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V} & V = V_{mpp} \\ \frac{dI}{dV} < -\frac{I}{V} & V_{mpp} < V < V_{oc} \end{cases} \quad (3.5)$$

Dado que el ratio $\frac{I}{V}$ es la conductancia de un elemento, el método basado en la ecuación 3.5 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 3.5 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.

3.2.6 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.
- 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 continua 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 provistos de transformador de salida en baja frecuencia, inversores sin transformador e inversores provistos de 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 rectificadora requiere una nueva inversión (esta vez sólo cada medio ciclo) para convertirse en senoide. 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 continua 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) y por tanto descarta la utilización de la opción 2. Este requerimiento puede interpretarse como una obligación de utilizar un transformador situado en la salida del inversor (transformador de baja frecuencia) y así garantizar la ausencia de componente de continua en la red.

3.2.7 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 3.5 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:

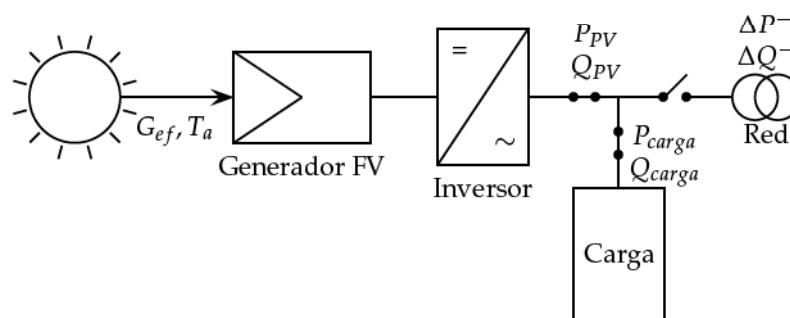


FIGURA 3.5: Sistemas fotovoltaicos conectados a barra de distribución.

$$\Delta P^- = P_{carga} - P_{PV} \quad (3.6)$$

$$\Delta Q^- = Q_{carga} - Q_{PV} \simeq Q_{carga} \quad (3.7)$$

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

$$P_{carga} = \frac{V^2}{R_{carga}} \quad (3.8)$$

$$Q_{carga} = \frac{V^2}{\omega L} - V^2 \omega C \quad (3.9)$$

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 0, 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 3.6.

A partir de estas consideraciones teóricas, 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 [29, 76] llega a las siguientes conclusiones:

- La probabilidad de que se dé 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.

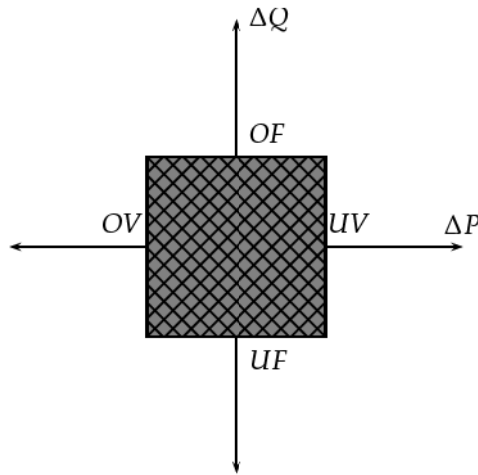


FIGURA 3.6: Zona de no detección en modo isla. Cualquier combinación de potencia activa y reactiva de red antes de la desconexión que se encuentre dentro de esa región implica que el inversor continuaría funcionando en modo isla durante un tiempo.

Cerramos esta sección destacando la reciente exigencia recogida en el RD 1565/2010 [4], según la cual los sistemas fotovoltaicos quedan obligados al cumplimiento del procedimiento de operación PO 12.3 sobre requisitos de respuesta ante huecos de tensión. Esta exigencia puede entrar en contradicción con la vigilancia anti-isla, y aún debe ser regulada con mayor precisión.

3.3 Configuración de un SFCR

3.3.1 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 3.10, en la que los ángulos de inclinación y latitud están en grados [48]. 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.

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 \cdot |\phi| \quad (3.10)$$

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 3.10. Como ilustración de lo dicho es útil la figura 3.7, 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

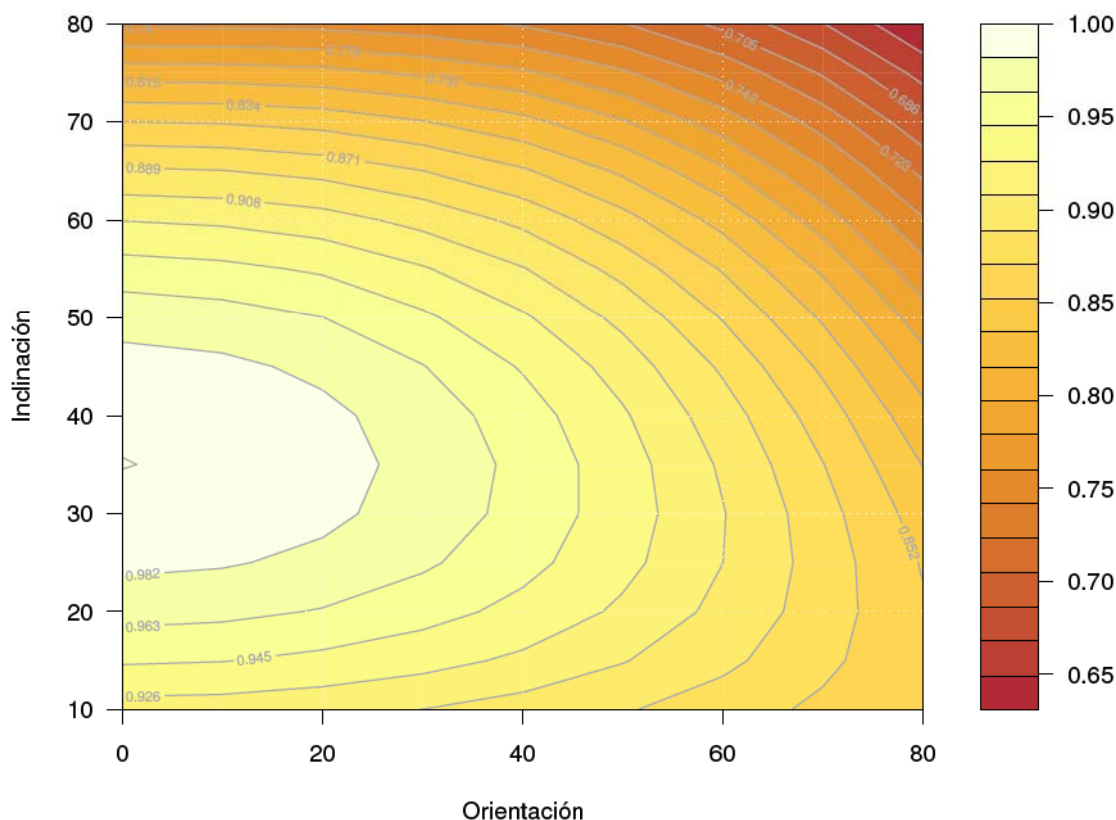


FIGURA 3.7: Energía producida por un SFCR con una orientación e inclinación determinada, respecto a la energía producida por el mismo SFCR con la orientación e inclinación óptimas.

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, no aceptándose en este concepto la disposición horizontal con el 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 3.1, 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° .

Para calcular las pérdidas propone la ecuación (3.11):

$$\text{Pérdidas} = \begin{cases} 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \phi + 10)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2] & 15^\circ < \beta < 90^\circ \\ 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \phi + 10)^2] & \beta < 15^\circ \end{cases} \quad (3.11)$$

TABLA 3.1: Pérdidas límite (en porcentaje) 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

siendo β , α y ϕ la inclinación, orientación del generador y latitud del lugar, respectivamente, todos en grados sexagesimales.

3.3.2 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.

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 3.12 determinamos el máximo número de módulos en serie (N_{sMAX}):

$$V_{ocG}(G = 200 \text{ W/m}^2, T_a = -10^\circ\text{C}) < V_{max,inv} \quad (3.12)$$

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:

$$N_{sMAX} = \frac{V_{max,inv}}{V_{ocM}(G = 200 \text{ W/m}^2, T_a = -10^\circ\text{C})} \quad (3.13)$$

En las ecuaciones 3.12 y 3.13 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 baja²¹, 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 siguiente ecuación:

$$V_{mppG}(G_{stc}, T_a = 25^\circ\text{C}) \in [V_{mppMIN}, V_{mppMAX}]_{INV} \quad (3.14)$$

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_{sMPP}^{min} es:

$$N_{sMPP}^{min} = \frac{V_{mppMIN}}{V_{mppM}(G_{stc}, T_a = 25^\circ\text{C})} \quad (3.15)$$

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

$$N_{sMPP}^{max} = \frac{V_{mppMAX}}{V_{mppM}(G_{stc}, T_a = 25^\circ\text{C})} \quad (3.16)$$

²¹Habitualmente, 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.

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 $V_{mppM} \simeq 15$ V cuando la temperatura ambiente es $T_a = 25$ °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 (3.13) es menor que el obtenido con la ecuación (3.16). 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_{sMPP}^{min} 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.

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 autoprotgerse 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.

$$I_{scG}^* < I_{max,INV} \quad (3.17)$$

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

$$N_{pMAX} = \frac{I_{max,INV}}{I_{scM}^*} \quad (3.18)$$

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 en cuenta diversos factores que obligarán un a 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.

3.3.3 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 3.8). Esta relación

puede modelarse con una función basada en tres coeficientes y la normalización de la potencia de salida [44]:

$$\eta_{inv} = \frac{p_o}{p_o + k_0^o + k_1^o p_o + k_2^o p_o^2} \quad (3.19)$$

donde $p_o = P_{ac}/P_{inv}$, y k_0^o , k_1^o y k_2^o 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 [15] (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 la 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 P_g^*/P_{inv} comprendida entre 1 y 1,4²². 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 sobredimensionado del 20 %.

En todo caso, es posible demostrar [47] que la elección de esta relación no es tan importante como elegir un inversor con una buena curva de eficiencia.

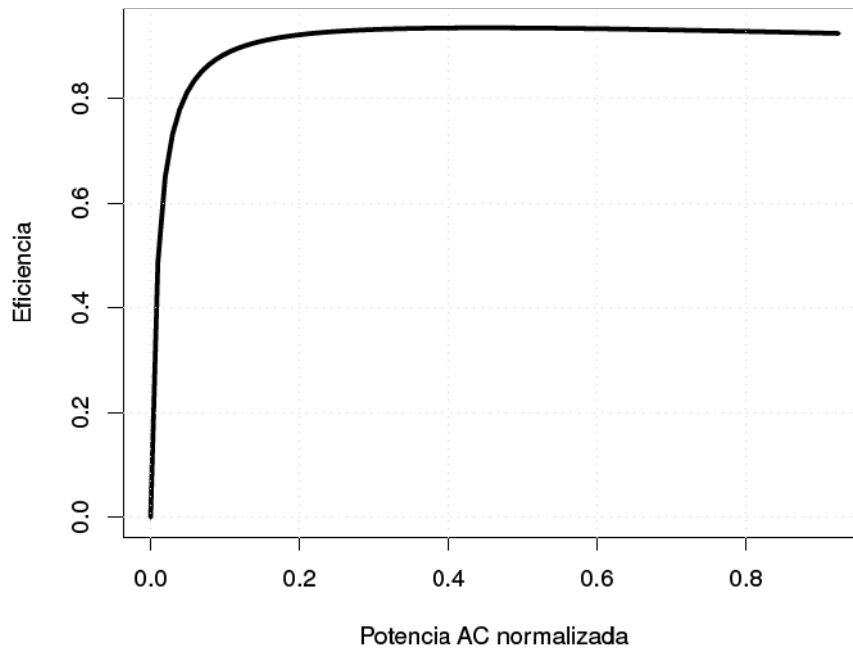


FIGURA 3.8: Curva de eficiencia de un inversor calculada con tres coeficientes genéricos ($k_0^o = 0,01$, $k_1^o = 0,025$, $k_2^o = 0,05$).

²²Para 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.”

3.4 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 % [30, 43]. No deben olvidarse las averías por punto caliente en módulos sin diodo de baipás, 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 módulos²³. 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 (de particular importancia 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).

3.4.1 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 [19, 70]. 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.

Este tratamiento es el adoptado en el Código Técnico de la Edificación [10]. 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 3.9, en el que se muestra la banda de trayectorias del Sol a lo largo de todo el año, válido para localidades de la Península Ibérica y Baleares (para las Islas Canarias el diagrama debe desplazarse 12° en sentido vertical ascendente). Dicha banda se encuentra dividida en porciones, delimitadas por las horas solares (negativas antes del mediodía solar y positivas después de éste) e identificadas por una letra y un número (A1, A2, ..., D14).
3. Cada una de las porciones de la figura 3.9 representa el recorrido del Sol en un cierto periodo de tiempo (una hora a lo largo de varios días) y tiene, por tanto, una determinada contribución

²³Debe 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.

a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio. Así, el hecho de que un obstáculo cubra una de las porciones supone una cierta pérdida de irradiación, en particular aquella que resulte interceptada por el obstáculo. Debe escogerse como referencia para el cálculo la tabla más adecuada de entre las que se incluyen en el apéndice B de tablas de referencia del apartado HE5 del Código Técnico de la Edificación.

4. Las tablas incluidas en este apéndice se refieren a distintas superficies caracterizadas por sus ángulos de inclinación y orientación. Debe escogerse aquella que resulte más parecida a la superficie en estudio. Los números que figuran en cada casilla se corresponden con el porcentaje de irradiación solar global anual que se perdería si la porción correspondiente resultase interceptada por un obstáculo.
5. 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. Para ello se han de sumar las contribuciones de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos representado. En el caso de ocultación parcial se utilizará un valor fraccional equivalente.

Suponiendo que el diagrama de la figura 3.9 corresponde a un generador ubicado en Madrid, inclinado 30° y orientado 10° al sudeste, será necesario emplear la tabla correspondiente a $\beta = 35^\circ$ y $\alpha = 0^\circ$ del apéndice B del apartado HE5 del Código Técnico de la Edificación. Por ejemplo, esta tabla indica que a la celda A5 le corresponde el valor 1,84. Esta celda está cubierta en un 60 % de su superficie. Por tanto, la contribución al factor de sombra (en tanto por cien) de esta celda es $1,84 \cdot 0,6 = 1,104$. Siguiendo este mismo procedimiento para el resto de celdas sombreadas escribimos:

$$\begin{aligned}
 FS &= 0,2 \cdot B4 + 0,6 \cdot A5 + 0,8 \cdot A6 + B6 + 0,3 \cdot C6 + A8 + 0,4 \cdot B8 + 0,2 \cdot A10 \\
 &= 0,2 \cdot 1,89 + 0,6 \cdot 1,84 + 0,8 \cdot 1,79 + 1,51 + 0,3 \cdot 1,65 + 0,98 + 0,4 \cdot 0,99 + 0,2 \cdot 0,11 \\
 FS &\simeq 6,3 \%
 \end{aligned}$$

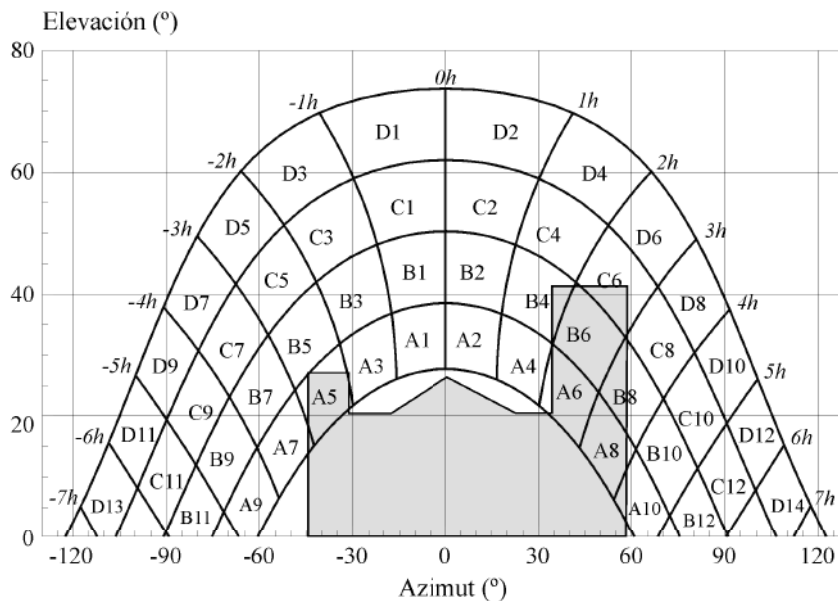


FIGURA 3.9: Sombras en el horizonte.

3.4.2 Sombras mutuas

Suele considerarse aceptable un factor de sombras anual con valores comprendidos entre el 2% y el 4%, tanto en instalaciones estáticas²⁴ 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 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 [36]. 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 [36] 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 baipás 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 optimista²⁵

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:

$$d = \frac{h}{\tan \gamma_s} \quad (3.20)$$

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 3.10.

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:

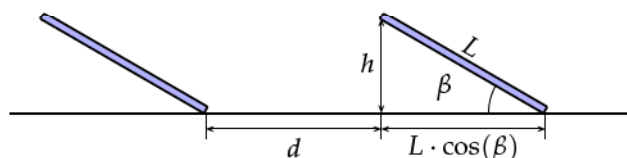


FIGURA 3.10: Dimensiones y distancias entre filas de un sistema estático.

²⁴Como límite, debe tenerse en cuenta que el Código Técnico de la Edificación [10] 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.

²⁵Implementada en la función `fSombra` de `solAR` [62] para el tratamiento de las sombras.

$$d_{min} = \frac{h}{\tan(61^\circ - |\phi|)} \quad (3.21)$$

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 3.10, $ROT = \frac{A_T}{A_G} = \frac{d+L \cdot \cos(\beta)}{L}$. 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. Uno 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 posibilidad²⁶ [63]. La geometría de un sistema de seguimiento a doble eje está determinada por los siguientes parámetros (figuras 3.11 y 3.12):

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 3.12).

$$b = \frac{L}{W} \quad (3.22)$$

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:

$$ROT = \frac{L_{ns} \cdot L_{ew}}{L \cdot W} \quad (3.23)$$

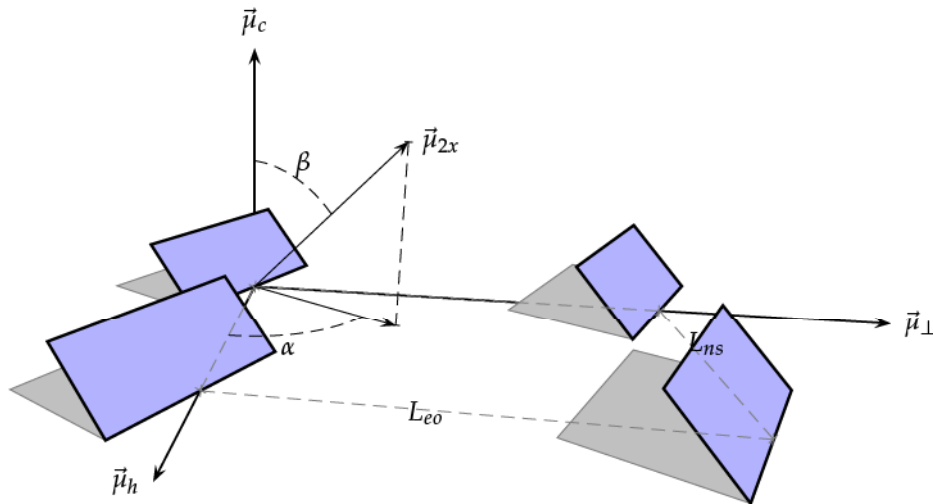


FIGURA 3.11: Sombras mutuas en un conjunto de cuatro seguidores.

²⁶Implementado en la función `optimShd` de `solar` [62].

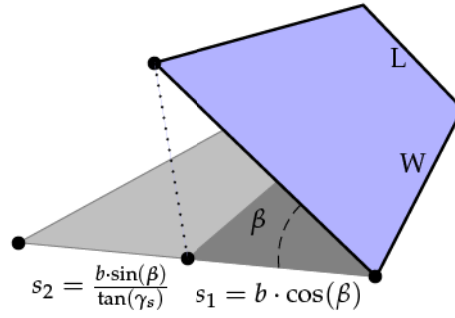


FIGURA 3.12: Dimensiones de un seguidor a doble eje y longitud de su sombra arrojada.

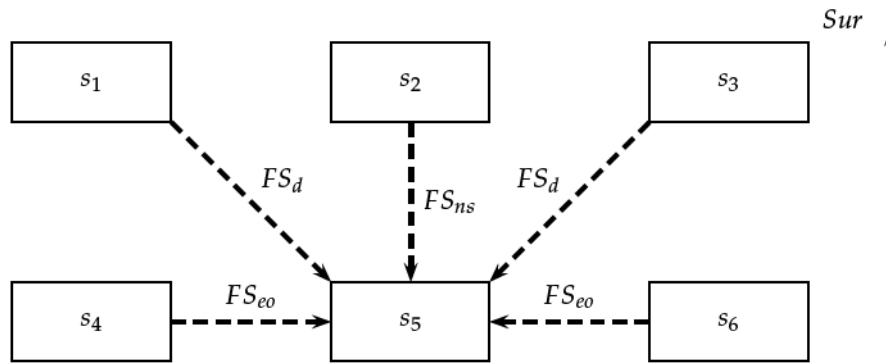


FIGURA 3.13: Posibles sombras en un conjunto de seis seguidores.

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 3.13). 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 0 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 $l_{ns} = \frac{L_{ns}}{W}$:

$$\begin{aligned} \frac{|l_{eo} \cdot \cos(\psi_s)|}{|l_{eo} \cdot \sin(\psi_s)|} &< 1 \\ &< s \end{aligned} \Rightarrow FS_{eo} = \frac{(1 - |l_{eo} \cos(\psi_s)|) \cdot (s - |l_{eo} \sin(\psi_s)|)}{s} \quad (3.24)$$

$$\begin{aligned} \frac{|l_{ns} \cdot \cos(\psi_s)|}{|l_{ns} \cdot \sin(\psi_s)|} &< s \\ &< 1 \end{aligned} \Rightarrow FS_{ns} = \frac{(s - |l_{ns} \cos(\psi_s)|) \cdot (1 - |l_{ns} \sin(\psi_s)|)}{s} \quad (3.25)$$

$$\begin{aligned} s &> |l_{ns} \cdot \cos(\psi_s)| + |l_{eo} \sin(\psi_s)| \\ 1 &> |l_{eo} \cdot \cos(\psi_s)| - |l_{ns} \cdot \sin(\psi_s)| \end{aligned} \Rightarrow$$

$$FS_d = \frac{[s - (|l_{eo} \cdot \sin(\psi_s)| + |l_{ns} \cos(\psi_s)|)] \cdot [1 - (|l_{eo} \cdot \cos(\psi_s)| - |l_{ns} \sin(\psi_s)|)]}{s} \quad (3.26)$$

siendo ψ_s el acimut solar y γ_s la altura solar y donde la longitud de sombra está normalizada con la anchura del seguidor.

$$s = s_1 + s_2 \quad (3.27)$$

$$s_1 = b \cdot \cos(\beta) \quad (3.28)$$

$$s_2 = \frac{b \cdot \sin(\beta)}{|\tan(\gamma_s)|} \quad (3.29)$$

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:

$$\begin{aligned} FS_{eo} &= \frac{(1 - l_{eo} \cos(\psi_s)) \cdot (s - l_{eo} \sin(\psi_s))}{s} \\ FS_{ns} &= \frac{(s - l_{ns} \cos(\psi_s)) \cdot (1 - l_{ns} \sin(\psi_s))}{s} \\ FS_d &= \frac{[s - (l_{eo} \cdot \sin(\psi_s) + l_{ns} \cos(\psi_s))] \cdot [1 - (l_{eo} \cdot \cos(\psi_s) - l_{ns} \sin(\psi_s))]}{s} \end{aligned} \quad (3.30)$$

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 multitempavatio contará con una alta proporción de seguidores en la posición del n° 5) (figura 3.13), siendo esta radiación *promedio* la base para el cálculo de la producción final de la planta. Nuevamente en la figura 3.13 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 nivel²⁷ como el de la figura 3.14, donde se recoge el ratio entre la energía anual producida por un seguidor *promedio* incluyendo el efecto de por sombras mutuas²⁸, y la energía anual producida por un seguidor sin sombreado.

Una primera observación a la figura 3.14 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 cuadrícula 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 3.15) 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.

²⁷ Implementados en la función `optimShd` de `solarR` [62]

²⁸ 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.

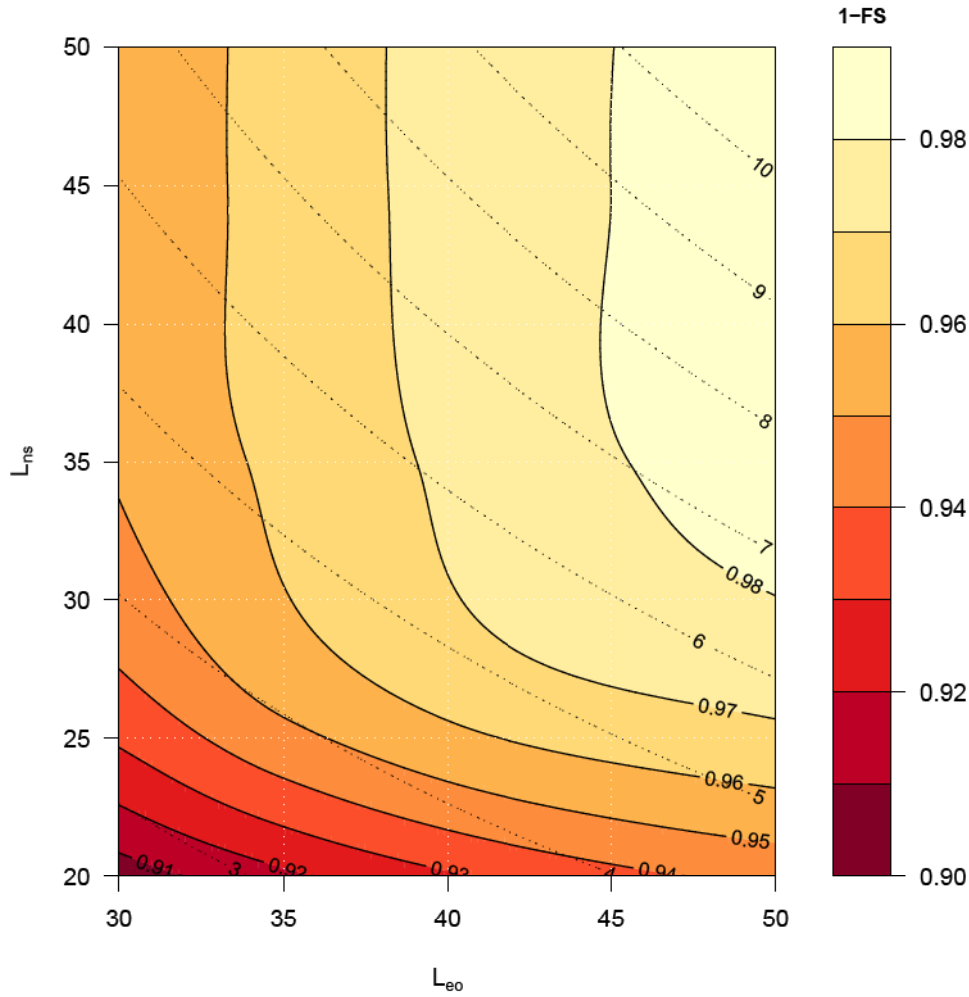


FIGURA 3.14: Ábaco para planta de seguimiento a doble eje. Recoge el ratio entre la energía anual producida por un seguidor afectado por sombras mutuas (E_{acS}) y la producida por un seguidor sin sombreado (E_{ac0}). Las curvas de color negro representan la fracción de energía no afectada por sombras. 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 (3.16):

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:

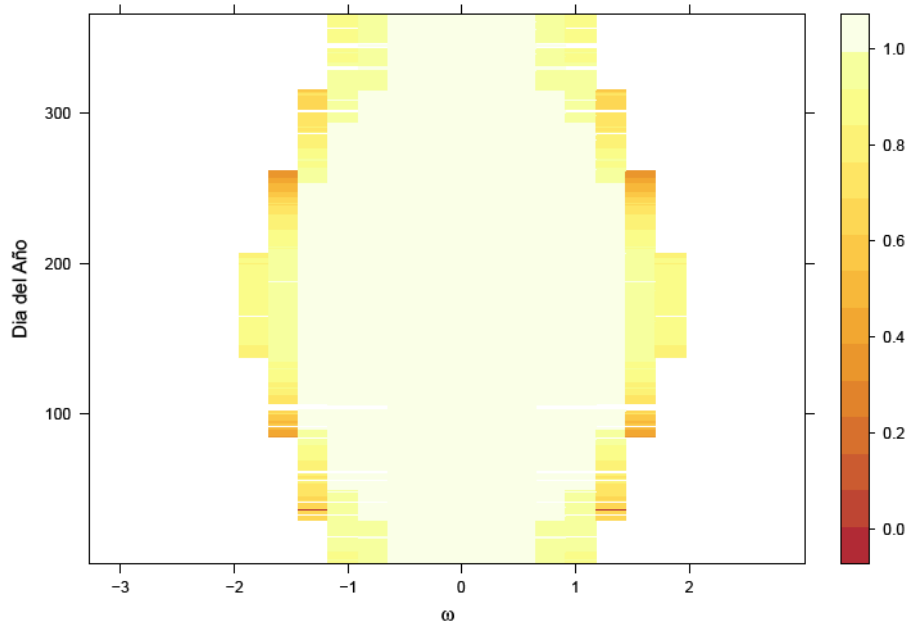


FIGURA 3.15: Evolución del sombreado en un seguidor promedio situado en una cuadrícula. En la gráfica, el valor 0 indica sombra total y el valor 1 ausencia de sombra.

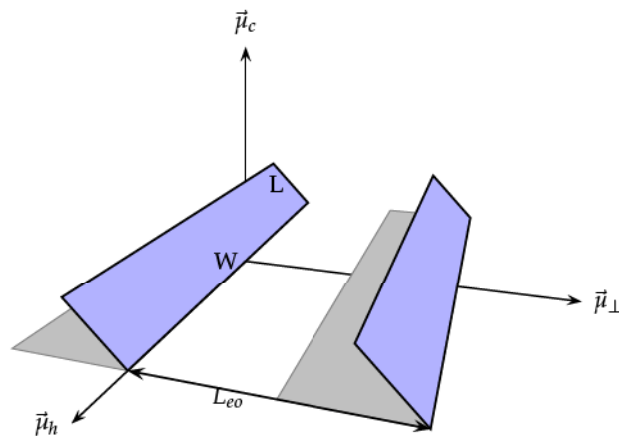


FIGURA 3.16: Dimensiones básicas en sistemas con seguidores de eje horizontal.

$$\begin{aligned}
FS_{eo} &= \frac{s - l_{eo}}{s} \\
&= 1 - l_{eo} \cdot \cos(\beta) \\
&= 1 - l_{eo} \cdot \frac{\sin(\omega)}{\sqrt{\sin^2(\omega) + (\cos(\omega) \cos(\phi) + \tan(\delta) \sin(\phi))^2}}
\end{aligned} \tag{3.31}$$

En este caso, la configuración de la planta consiste en elegir la distancia entre ejes de seguidores contiguos. La figura 3.17 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 [61]. 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.

De la ecuación (3.31) se deduce que sólo existe sombreado cuando $l_{eo} \cdot \cos(\beta) \leq 1$. 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 ángulo de inclinación con retroseguimiento, y con β_0 al ángulo de inclinación original. El triángulo definido por el rayo solar, el seguidor y la sombra debe cumplir la siguiente condición, basada en el teorema de los senos:

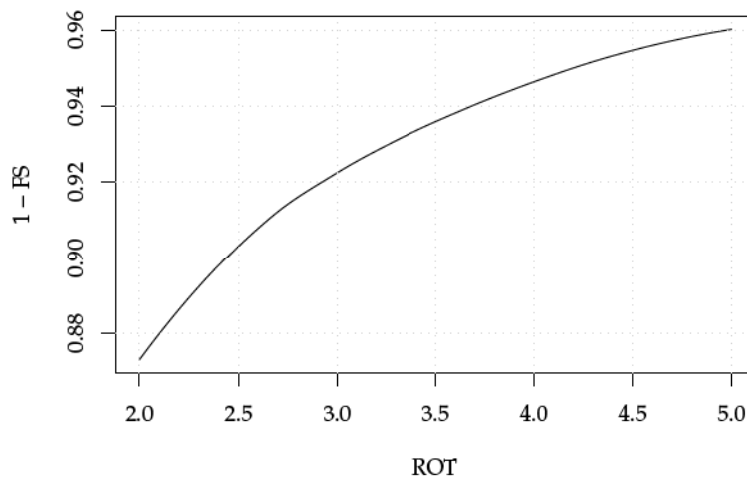


FIGURA 3.17: Separación entre seguidores de eje horizontal.

$$\frac{l_{eo}}{\cos(\beta_0 - \beta)} = \frac{1}{\cos \beta_0} \quad (3.32)$$

Por tanto, el ángulo de inclinación que garantiza la ausencia de sombras a costa de apartarse de la condición de seguimiento es:

$$\beta = \beta_0 - \arccos(l_{eo} \cdot \cos \beta_0) \quad (3.33)$$

En la figura 3.18 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 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 desvío 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.

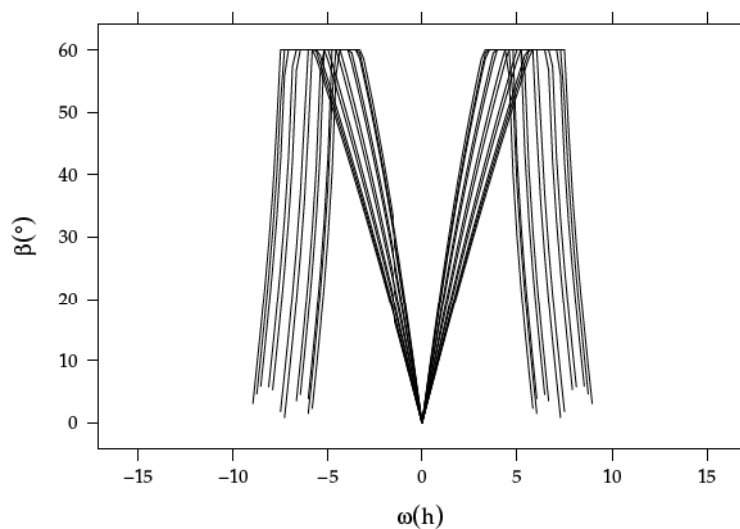


FIGURA 3.18: Retroseguimiento y limitación del ángulo de inclinación en seguidores de eje horizontal.

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 diferente al resultado del ejercicio de optimización. El lector interesado queda invitado a la lectura de la referencia [65].

3.5 Cálculo de la productividad de un SFCR

La potencia entregada a la salida de un SFCR está determinada por los siguientes factores:

- La irradiancia efectiva incidente en el plano del generador, cuyo procedimiento de cálculo será detallado a continuación.
- La temperatura ambiente a la que está sometido el generador fotovoltaico.
En ausencia de información detallada, puede asumirse un valor constante $T_a = 25^\circ\text{C}$ en el caso de simulaciones anuales [66].
Si se dispone de los valores máximos y mínimos diarios, es posible sintetizar una secuencia intradiaria mediante una combinación de funciones coseno [41]²⁹
- El impacto de sombras sobre el generador, tal y como ha sido explicado en la sección 3.4.
- El comportamiento eléctrico del generador fotovoltaico, según lo estudiado en el capítulo 2.
- La curva de eficiencia del inversor y su ventana de búsqueda del MPP (sección 3.2).
- 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 %).

3.5.1 Estimación de la irradiancia efectiva

La irradiancia efectiva incidente en el plano del generador se calcula a partir de valores de irradiación global en el plano horizontal definidos para el lugar en estudio. Estos valores están recogidos en bases de datos de diferentes características (radiación estimada a partir de imágenes de satélite, estaciones meteorológicas terrenas, etc.) con periodos de almacenamiento más o menos largos.

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 productividad a la base de datos empleada para el cálculo.

El apellido de “efectiva incidente” indica que es el resultado de tener en cuenta la inclinación y orientación del generador, y también sus características físicas en cuanto a aprovechamiento de la luz incidente. Por tanto, incluye las pérdidas por suciedad, transmitancia del vidrio y reflexión por incidencia no perpendicular. El procedimiento de cálculo de la irradiancia efectiva a partir de la irradiación global en el plano horizontal se sintetizan en la tabla 3.2³⁰.

Para el caso particular de los sistemas de conexión a red *estáticos*, el procedimiento de la tabla 3.2 puede ser aproximado mediante dos regresiones que relacionan la irradiación anual global efectiva

²⁹Implementado en la función `fTemp` de `solarR` [62].

³⁰Implementado en la función `calcGef` de `solarR` [62]

TABLA 3.2: Procedimiento de cálculo de la irradiancia efectiva.

Paso	Método
Descomposición de la radiación horizontal global en componentes directa y difusa.	Correlación entre la fracción de difusa y el índice de claridad. Para valores diarios es de uso común la propuesta de Collares-Pereira y Rabl [26], mientras que para medias mensuales de valores diarios se emplea frecuentemente la propuesta de Page [60].
Estimación de irradiancia a partir de valores diarios de irradiación.	Generador empírico de perfil diario de irradiancia a partir de valores de irradiación global [26].
Transposición de irradiancia en el plano horizontal a la superficie inclinada.	El cálculo de la radiación directa emplea exclusivamente consideraciones geométricas. El tratamiento de la radiación difusa necesita modelar el comportamiento de la esfera celeste. Un modelo anisotrópico recomendable es el de Hay y McKay [39].
Irradiancia del albedo.	Puede modelarse como una irradiancia difusa isotrópica con un factor de reflexión igual a 0,2 (modificable si se dispone de información del terreno).
Efectos de la suciedad y el ángulo de incidencia.	Son recomendables las ecuaciones propuestas por Martín y Ruiz [53].
Efecto del sombreado.	Es razonable suponer que el sombreado sólo afecta a la componente directa de la irradiancia. Por otra parte, una posible aproximación consiste en considerar que las pérdidas por sombra no afectan al comportamiento eléctrico del generador y es suficiente considerarlas en el cálculo de radiación: $G_{efs} = D_{ef} + R_{ef} + B_{ef} \cdot (1 - FS_{xx})$

con la irradiación anual global en el plano horizontal [19, 46, 48]. En primer lugar, se estima la relación entre la irradiación en el plano horizontal con la incidente en un generador con orientación e inclinación óptimas:

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

A continuación, se obtiene la irradiación efectiva a partir de la incidente para el ángulo óptimo de inclinación:

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

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

En estas ecuaciones 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.

3.5.2 Energía producida por un sistema fotovoltaico conectado a la Red

A partir de la secuencia de valores de irradiancia efectiva y temperatura ambiente, se calcula el funcionamiento del generador (tensión y corriente MPP, y por tanto potencia), del inversor, del cableado

	$i = 1$	$i = 2$	$i = 3$
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.

y del transformador (si lo hubiese). 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.

El cálculo detallado según este procedimiento exige la ayuda de herramientas software que implementen cada paso³¹ Sin embargo, la energía producida por un SFCR en un período anual puede ser estimada, de forma aproximada, con la ecuación 3.37:

$$E_{ac} = P_g^* \cdot \frac{G_{ef,a}}{G_{stc}} \cdot PR \cdot (1 - FS) \quad (3.37)$$

donde E_{ac} es la energía producida anual (kWh), G_{stc} es la irradiancia en condiciones estándar de medida (STC, $G_{stc} = 1 \text{ kW/m}^2$, $T_c = 25^\circ\text{C}$), P_g^* es la potencia nominal del generador FV (kWp) en condiciones estándar de medida, $G_{ef,a}$ es la irradiación efectiva anual incidente en el plano del generador (kWh/m^2), PR es el rendimiento del sistema o *performance ratio* y FS es el factor de sombras, siendo estos dos últimos parámetros adimensionales.

Frecuentemente se utiliza la productividad del sistema, Y_f , que es el cociente entre energía producida y la potencia nominal del generador fotovoltaico:

$$Y_f = \frac{E_{ac}}{P_g^*} \text{ kWh/kWp} \quad (3.38)$$

Es importante resaltar que 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. Las pérdidas por dispersión de parámetros y las debidas a la tolerancia de potencia quedan incluidos dentro del *performance ratio* (tabla 3.4).

3.5.3 Pérdidas en el sistema

El *performance ratio* (PR) es un factor concebido 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 varíe 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

³¹Implementado en la función `prodGCPV` de `solAR` [62].

relación entre energía e irradiación, suele aceptarse que el PR anual sirve para caracterizar la calidad de un sistema fotovoltaico.

Las pérdidas que habitualmente incluye un PR anual son las que se recogen en la tabla 3.4.

El análisis de funcionamiento de diversos sistemas FV europeos llevado a cabo por la Agencia Internacional de la Energía [22], ha mostrado que el rango de valores que toma el *performance ratio* anual es bastante amplio, con mínimos de 0,4 y máximos de 0,85. Para sistemas instalados desde 1996, el valor promedio de esta base de datos europea ha sido de 0,74.

3.5.4 Productividad para sistemas estáticos y de seguimiento. Elección entre tipologías

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.

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 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. 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,

TABLA 3.4: 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 %

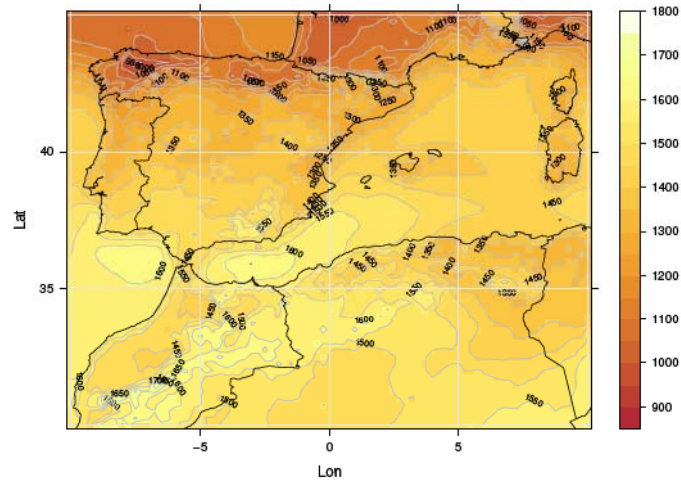
las complicaciones estructurales y de giro, y la dificultad de su implantación en grandes plantas han provocado que su uso sea ocasional.

Por último debe mencionarse 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.

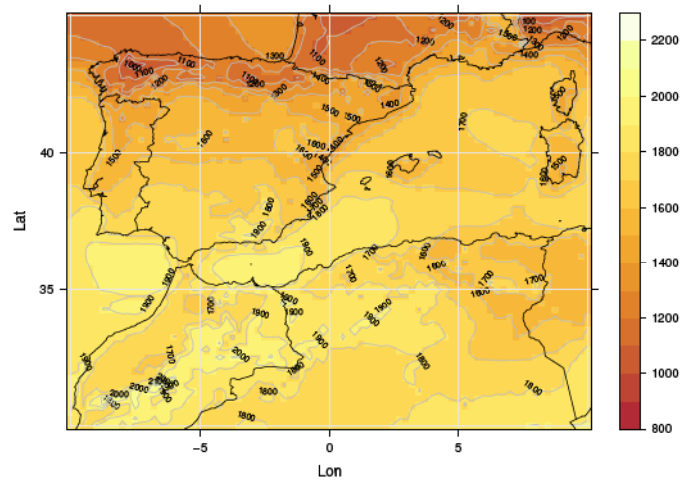
En las figuras 3.19 y 3.20 se observa que el seguimiento a doble eje es claramente más productivo que el de las otras dos tecnologías, con incrementos que varían con la latitud y con la radiación global anual. En relación con un SFCR estático, la mejora en productividad oscila entre el 30 % y 50 %, siendo mejor para bajas latitudes y alta radiación. Comparado con el seguimiento horizontal, la mejora se mueve en un margen estrecho comprendido entre el 25 % y 30 %, siendo ahora mejor para altas latitudes y baja radiación. La comparación entre los SFCR estáticos y el seguimiento horizontal arroja incrementos de productividad que oscilan entre el 5 % y 20 %, 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.

La elección entre una u otra técnica debe tener en cuenta, no sólo la mejor productividad, sino también otros condicionantes como el coste del sistema, el mantenimiento asociado o las necesidades de ocupación de espacio.

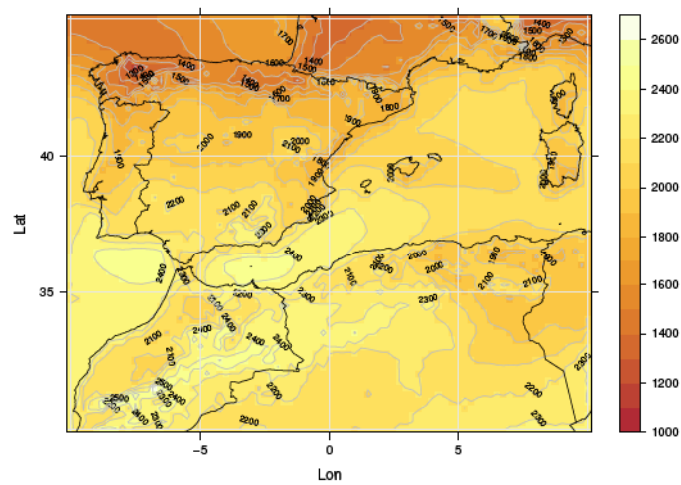
El mejor aprovechamiento de terreno depende directamente del porcentaje de radiación que quedará sombreada por los seguidores cercanos. En general, cuanto más exacto es el método de seguimiento, menos eficiente es su aprovechamiento de terreno: para un mismo valor de radiación sombreada, la separación 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.



(a) SFCR estático.

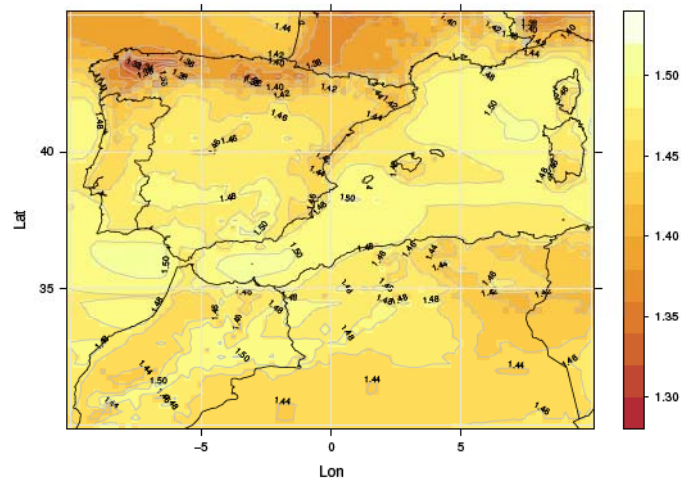


(b) SFCR con seguimiento de eje horizontal N-S.

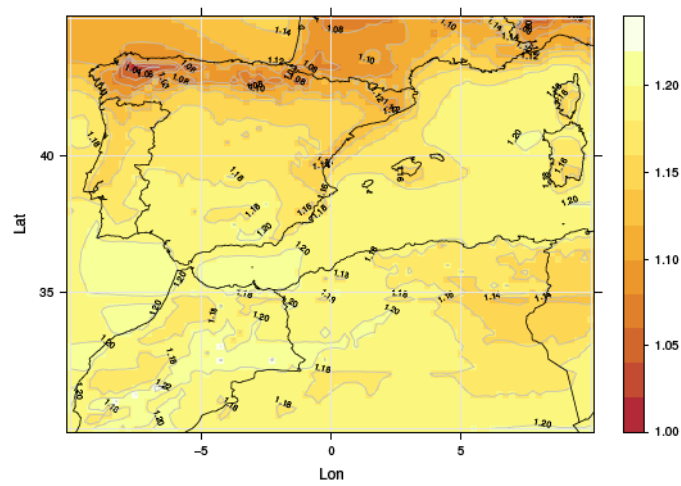


(c) SFCR con seguimiento a doble eje.

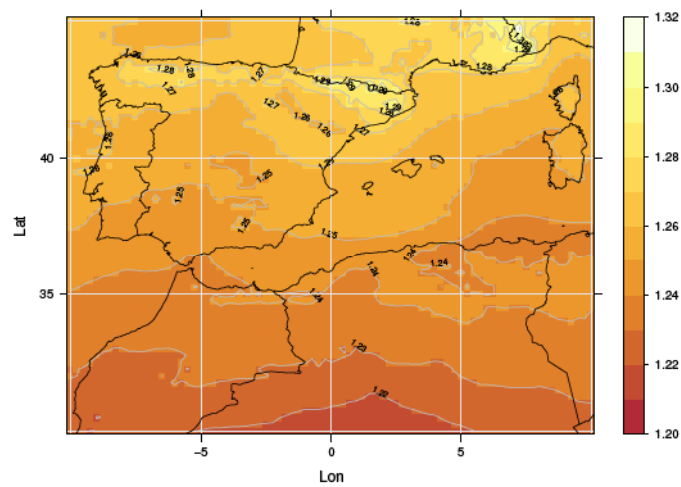
FIGURA 3.19: Productividad (kWh/kWp) de diferentes SFCR en la región comprendida entre las latitudes 30° y 50° norte, y longitudes -10° y 10° . Los cálculos han sido realizados a partir de los valores de radiación proporcionados por la base de datos SODA-ESRA [7].



(a) SFCR doble eje y SFCR a estático.



(b) SFCR de eje horizontal y SFCR estático.



(c) SFCR de eje doble eje y SFCR de eje horizontal.

FIGURA 3.20: Comparativa entre la productividad de diferentes SFCR en la región comprendida entre las latitudes 30° y 50° norte, y longitudes -10° y 10° . Los cálculos han sido realizados a partir de los valores de radiación proporcionados por la base de datos SODA-ESRA [7].

Capítulo 4

Sistemas fotovoltaicos autónomos

4.1 Conceptos generales

4.1.1 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 periodos en los que la generación es inferior al consumo.

4.1.2 Aplicaciones y configuraciones típicas

En la figura 4.1 se muestran las cuatro configuraciones más comunes en los SFA. Los sistemas domésticos (SHS) suelen incorporar únicamente cargas en continua. 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 continua 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.

4.2 Componentes de un SFA

4.2.1 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_{10} correspondiente a C_{100} , no equivale a $0,1 \cdot I_{10}$. En el caso anterior, con $C_{10} = 300$ Ah, $I_{10} = 30$ A, y como $C_{100} \simeq 405$ Ah, obtenemos $I_{100} = 4,05$ h.

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

$$C_U = PD_{max} \cdot C_b \quad (4.1)$$

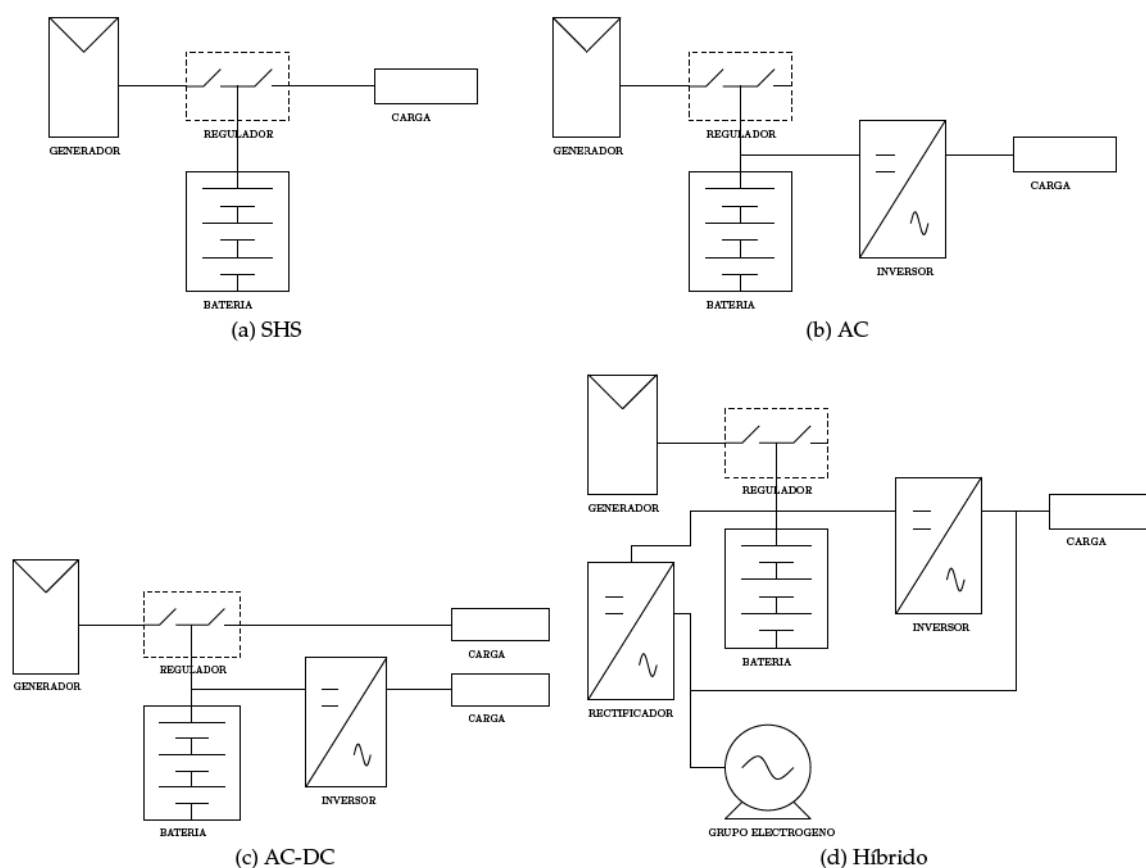


FIGURA 4.1: Configuraciones típicas.

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.

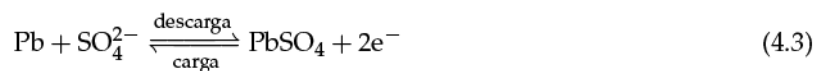
Funcionamiento

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:

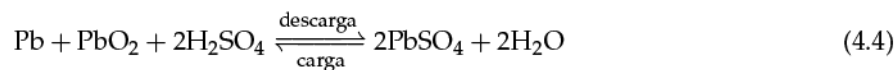
Ánodo (+):



Cátodo (-):



Global:



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 óxido de plomo, plomo y ácido. Cuando el proceso de carga está por finalizar, la reacción química implica la electrolisis del agua, con liberación de oxígeno 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 repuesta 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 4.2. Como será estudiado a continua, 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 4.5.

$$V_B = V_{BI} + I_C R_{BI} \quad (4.5)$$

mientras que en el proceso de descarga es (ecuación 4.6):

$$V_B = V_{BI} - I_D R_{BI} \quad (4.6)$$

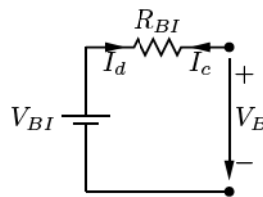


FIGURA 4.2: Modelo eléctrico de batería.

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 4.7:

$$V_{BI} = \rho_e + 0,84 \quad (4.7)$$

Para baterías cargadas, ρ_e varía entre $1,28/\text{cm}^3$ y $1,28\text{ g/cm}^3$. Por tanto, la tensión en circuito abierto de un vaso, V_{BI} , está comprendida entre 2,04 V y 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 4.3 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 dificultad¹. A partir 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 misma. 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 4.3, 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 [32].

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 4.4 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 [32], 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 4.5.

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 4.5 muestra que 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 [45]. 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.

¹En 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.

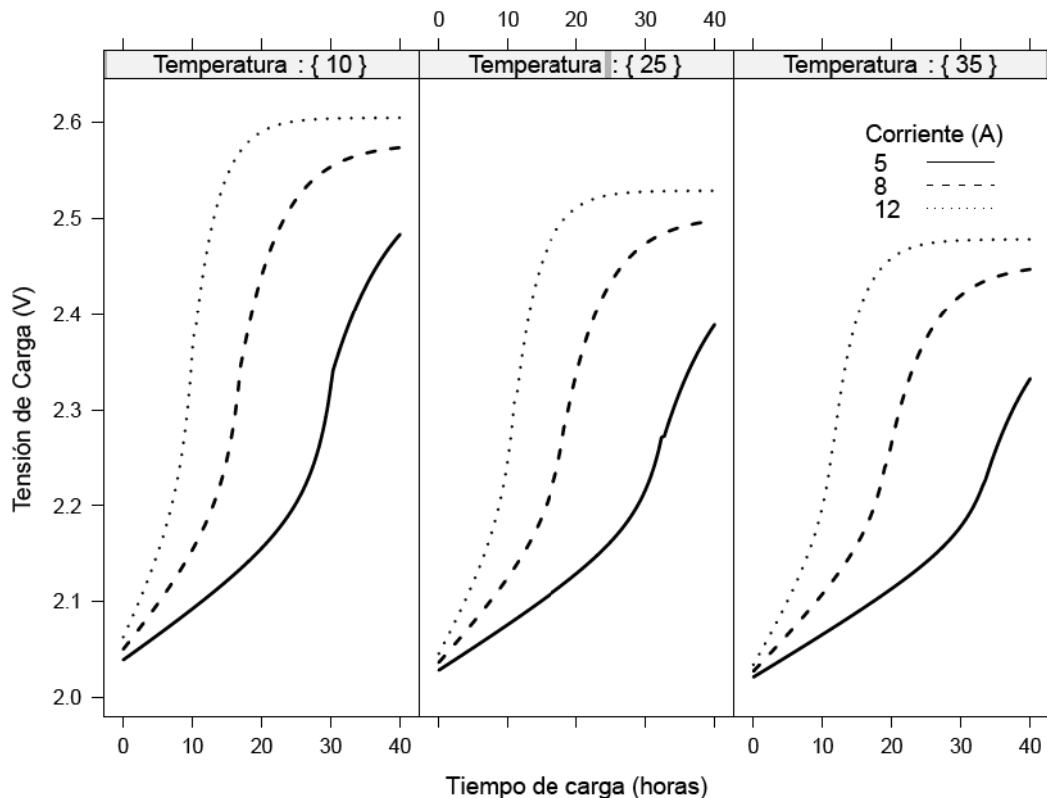


FIGURA 4.3: *Curvas de evolución de la tensión en bornes de una batería durante un proceso de carga a corriente constante, para diferentes valores de corriente de carga y temperatura ambiente. Las curvas están particularizadas para una batería con una capacidad $C_{10} = 300$ Ah. Se ha utilizado el modelo de comportamiento propuesto en la referencia. [27]*

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 4.3, 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 pérdida 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 electrolito no será uniforme en toda la altura de la batería, sino que mostrará un máximo en la parte baja. Cuando, a

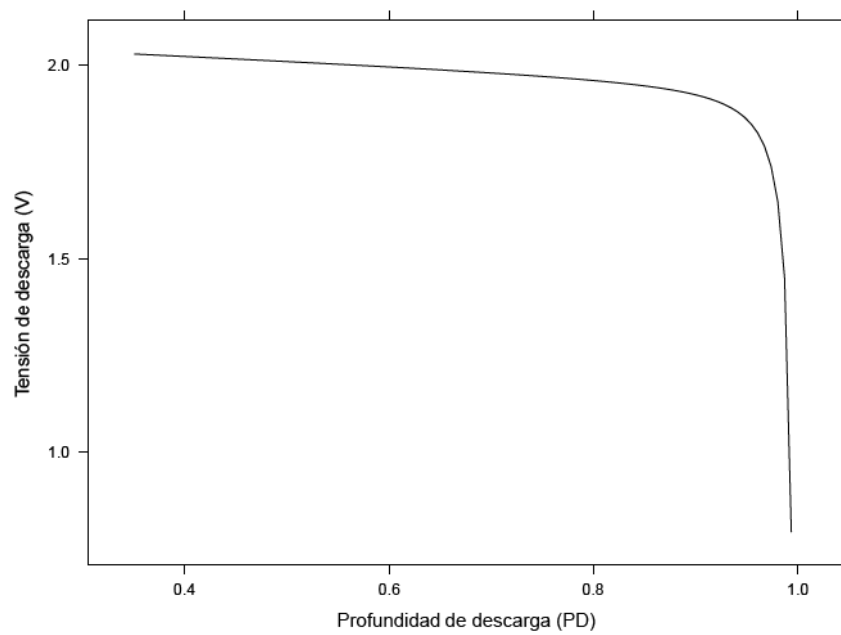


FIGURA 4.4: Relación entre la tensión y la profundidad de descarga de una batería para un proceso de descarga a corriente constante. Esta curva está particularizada para un régimen de descarga de 100 h y temperatura ambiente de 25 °C, para una batería con capacidad $C_{10} = 300$ Ah.

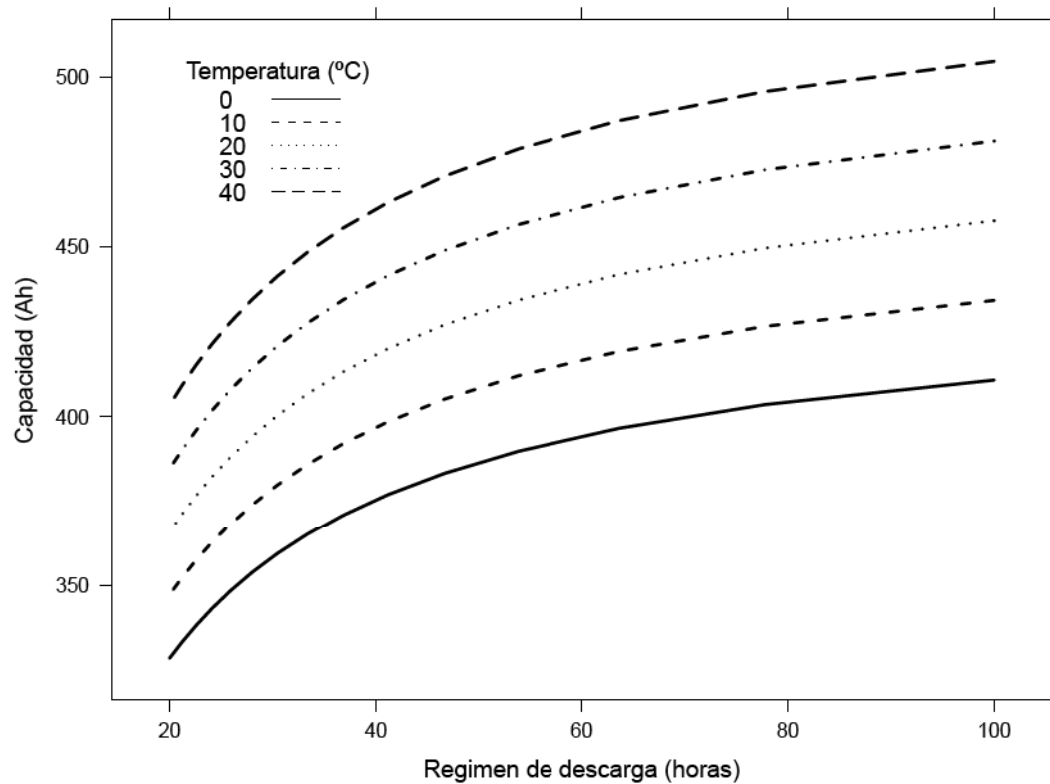


FIGURA 4.5: Relación entre el régimen de descarga y la capacidad de la batería.

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 movimiento² 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 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 durante 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 [35]:

- 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 degradan el acumulador hasta que alcanza el fin de su vida útil, momento que puede ser definido como un valor mínimo en su capacidad útil [32].

Composición

Los elementos típicos de una batería quedan señalados en la figura 4.6. Las rejillas dan soporte estructural a los materiales activos (óxido 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 una 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).

²Por ejemplo, las baterías instaladas en vehículos raramente están estratificadas, porque el propio movimiento de estos homogeneiza el electrolito.

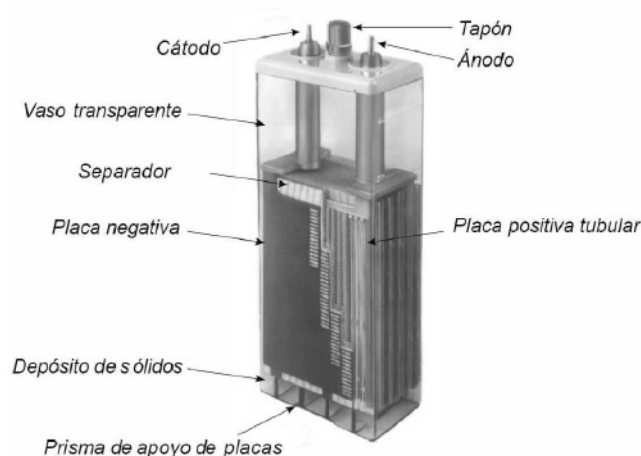


FIGURA 4.6: Batería estacionaria con desglose de elementos.

Los materiales activos participan en las reacciones químicas. Están adheridos a las rejillas y 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 aíslan 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.

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 periodo 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 4.6), 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 [32].

4.2.2 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 el acumulador de la sobrecarga, el regulador puede desconectar el generador de la batería (regulador serie, figura 4.7a) o bien derivar la corriente del generador hacia otro lugar, sea este un cortocircuito o un disipador (regulador *shunt* o paralelo, figura 4.7b). 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.



FIGURA 4.7: Esquema eléctrico de un regulador de carga.

El funcionamiento del regulador puede ser descrito por dos ciclos de histéresis, uno para cada protección (figura 4.8).

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 [32]. 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 [32, 75] 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 2,3V a 2,4V 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 2,3V a 2,35V por vaso a 25 °C.
- En los controladores “on-off”, el voltaje de reposición debe estar en el rango de 2,15V a 2,2V 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 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

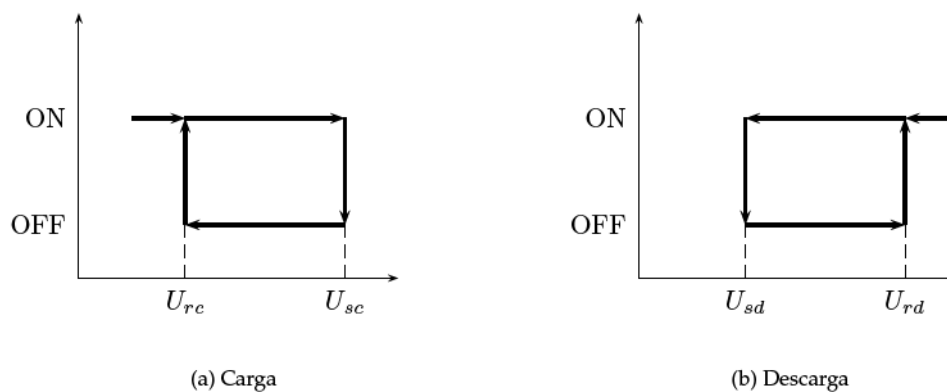


FIGURA 4.8: Histéresis de protección frente a sobrecarga y sobredescarga en un regulador.

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.

4.2.3 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 avalanche. 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 periodo 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 acortando la vida de la lámpara. En la Norma Técnica Universal [32] 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 luminotecnía. Recogemos aquí los más básicos y frecuentes:

- Flujo radiante: es la potencia emitida por la fuente luminosa (Unidad: Vatio).
- 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/m²).
- Eficiencia de la luminaria (tubo y balasto) es la relación entre potencia eléctrica consumida por el conjunto y la potencia luminosa producida. (Unidad: Lumen/Vatio). Se recomienda que esta eficiencia sea superior a 50 lm/w, y en todo caso, debe ser superior a 35 lm/w.

4.3 Dimensionado de un SFA

4.3.1 Conceptos generales

El dimensionado de un SFA consiste en decidir el tamaño del generador fotovoltaico y del acumulador que serán capaces de proporcionar la energía requerida por una determinada carga a partir de la radiación 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 del 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 periodo de funcionamiento (ecuación 4.8):

$$LLP = \frac{E_{def}}{L} \quad (4.8)$$

El tamaño del generador y del 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 4.9):

$$C_A = \frac{\eta_G \cdot A_G \cdot \overline{G_d}(\beta, \alpha)}{L} \quad (4.9)$$

siendo η_G y A_G la eficiencia y el área del generador fotovoltaico³, 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 periodos 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 la 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 4.10):

$$C'_A = \frac{\eta_G \cdot A_G \cdot \overline{G_d}(0)}{L} \quad (4.10)$$

Estas dos capacidades se relacionan entre sí mediante la ecuación 4.11:

$$C'_A = C_A \cdot \frac{\overline{G_d}(0)}{\overline{G_d}(\beta, \alpha)} \quad (4.11)$$

³Recordemos que la potencia nominal del generador se calcula a partir de estos dos parámetros mediante la ecuación:
 $P_g^* = \eta_G^* \cdot A_G \cdot G_{stc}$

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 4.12):

$$C_S = \frac{C_U}{L} = \frac{C_B \cdot PD_{max}}{L} \quad (4.12)$$

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). Sencillamente 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 déficit 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 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. Durante estos periodos 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 de descarga máxima, PD_{max} , de forma que $PD_e < PD_{max}$.

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 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 añadir un grupo electrógeno en el SFA que suministra la energía deficitaria y permite reducir el tamaño del propio 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 [1] e Hybrid2 [2].

4.3.2 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 [49].

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 4.13).

$$SOC_j = \min[SOC_{j-1} + \frac{C_A \cdot G_{d,j}}{C_S \cdot \bar{G}_d} - \frac{1}{C_S}; 1] \quad (4.13)$$

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 4.14:

$$E_{def} = \max\{\frac{1}{C_S} - SOC_j; 0\} \quad (4.14)$$

Recordando la definición de LLP dada por la ecuación 4.8 obtenemos la ecuación 4.15:

$$LLP = \frac{\sum_1^N E_{def}}{N \cdot L} \quad (4.15)$$

donde N es la longitud en número de días del periodo 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 periodo 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 [58].

Es posible condensar estas simulaciones para cada localidad, ajustando las curvas de igual fiabilidad a una ecuación analítica:

$$C'_A = f \cdot C_S^{-u} \quad (4.16)$$

donde f y u son dos parámetros sin significado físico, dependientes del LLP deseado a través de las ecuaciones:

$$f = f_1 + f_2 \cdot \log(LLP) \quad (4.17)$$

$$u = \exp(u_1 + u_2 \cdot LLP) \quad (4.18)$$

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 [31].

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 4.9 recoge varias curvas de igual fiabilidad 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 4.10 (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 [32] 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 4.1.

4.3.3 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 4.19 y 4.20:

$$L = V_b \cdot Q_L \quad (4.19)$$

$$\eta_G \cdot A_G \cdot G_{stc} = I_g^* \cdot V_b \quad (4.20)$$

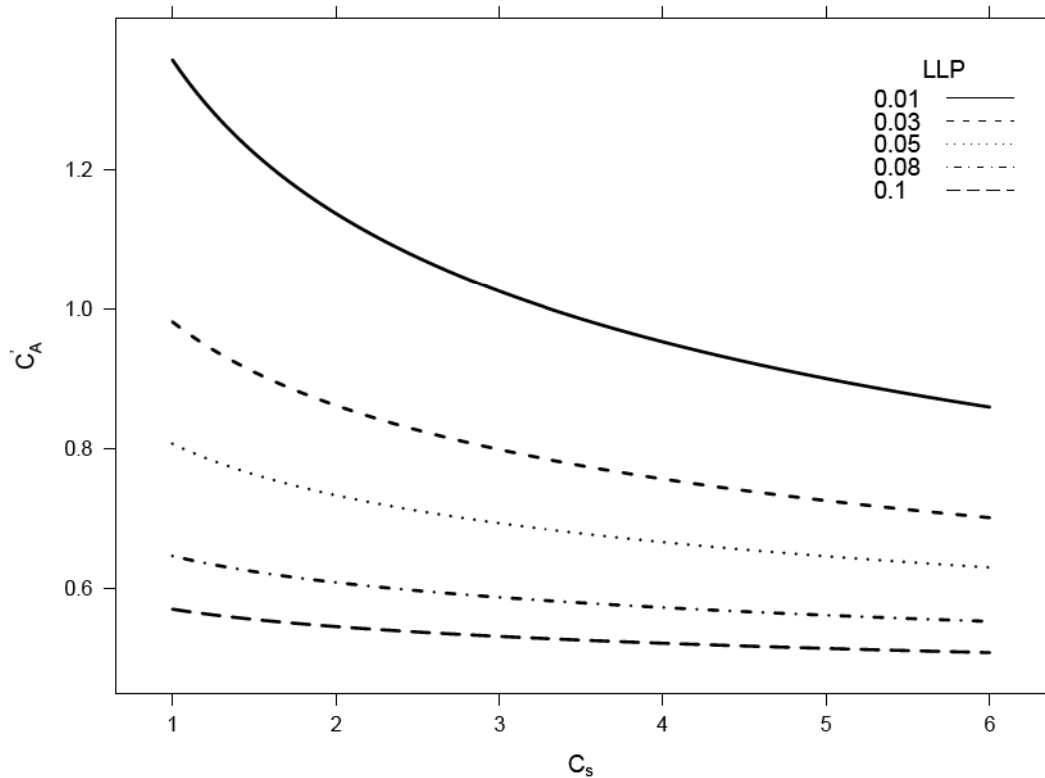
donde η_G incluye las pérdidas debidas a la temperatura de funcionamiento, y de ahí que consideremos que $V_{mpp} \simeq V_b$. A partir de las ecuaciones 4.9 y 4.12 se obtienen las ecuaciones 4.21 y 4.22:

$$I_g^* = \frac{C_A \cdot Q_L \cdot G_{stc}}{\overline{G_d}(\beta, \alpha)} \quad (4.21)$$

$$C_U = C_S \cdot Q_L \quad (4.22)$$

TABLA 4.1: Valores recomendados de capacidad del generador C_A y capacidad del acumulador C_S aplicables a SFA en España [48].

	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 4.9: *Curvas LLP.*

siendo I_g^* la corriente del generador en el punto MPP en condiciones STC⁴, 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.

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 4.21 y 4.22, 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 4.21 y 4.22 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.

⁴En 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 4.20.

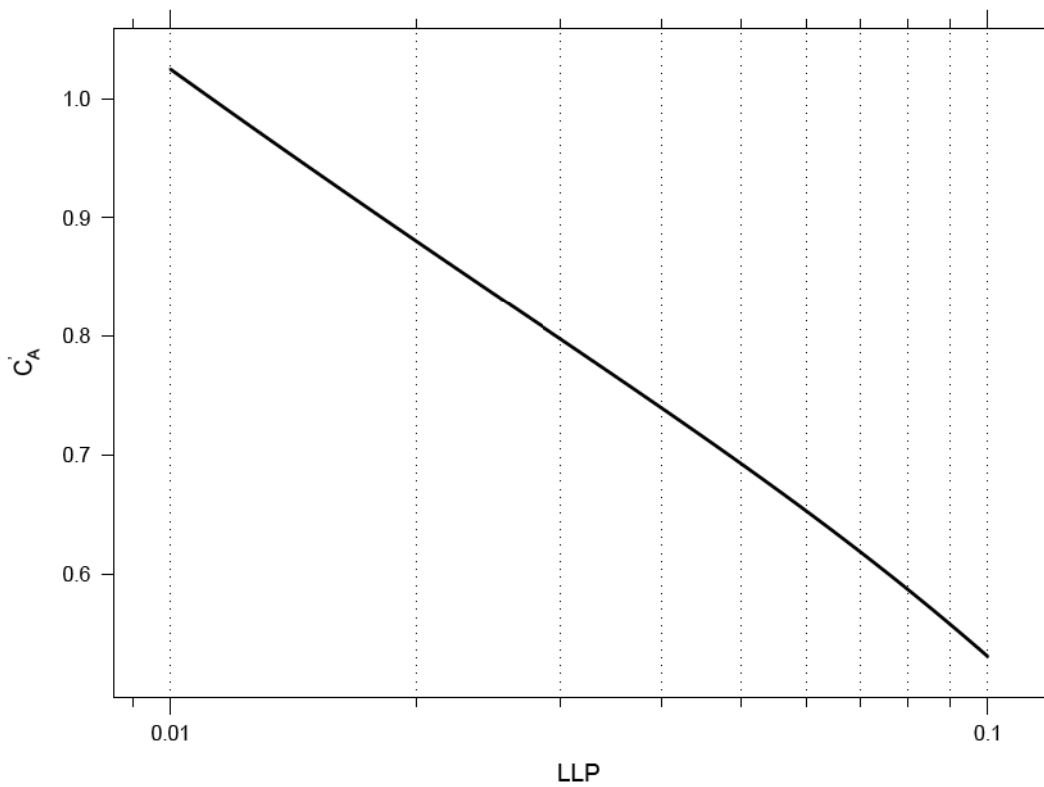


FIGURA 4.10: Relación entre C'_A y LLP para $C_S = 3$ (escala logarítmica en LLP).

4.3.4 Orientación e inclinación del generador

Como se estudió en la sección correspondiente de los sistemas de conexión a red (sección 3.3.1), 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 $\beta = |\phi| + 10^\circ$. 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, $\beta = |\phi| - 10^\circ$. En general, la inclinación debe superar los 15° para conseguir que la lluvia pueda desplazar la suciedad acumulada en los paneles.

4.3.5 Cálculo del consumo

Las cargas conectadas a un SFA pueden ser de corriente continua 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 4.23:

$$L_T = \frac{L_{dc}}{\eta_r} + \frac{L_{ac}}{\eta_{inv}} \quad (4.23)$$

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 del 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 4.24:

$$L = \frac{L_T}{\eta_{bat} \cdot \eta_c} \quad (4.24)$$

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 [56]:

“[...] 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 4.11 se recoge la modelización del consumo eléctrico mensual de las poblaciones brasileñas analizadas en la citada referencia. Es destacable como 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 no identificables con las curvas mostradas. Con este conjunto de valores estándar de consumo se lleva a cabo el proceso de dimensionado 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 4.12 se analiza esta situación [49]. 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 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 4.2.

Cerramos este capítulo recomendando la referencia [42] al lector interesado en los aspectos sociológicos de la comunidad receptora que influyen en el diseño, implantación y mantenimiento de un sistema fotovoltaico.

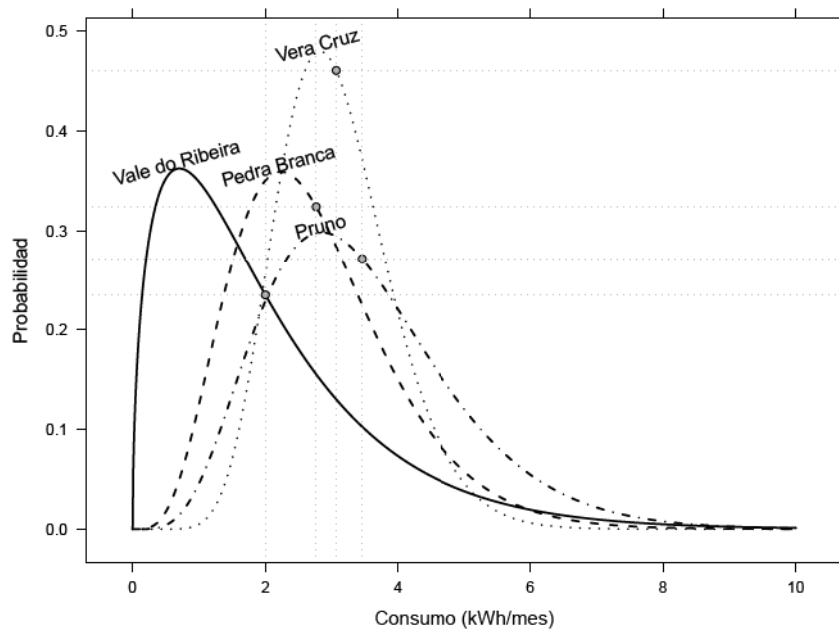


FIGURA 4.11: Distribución de probabilidades del consumo mensual en cuatro localidades brasileñas analizadas en [56]. Se señala el valor medio de consumo en cada una de las curvas.

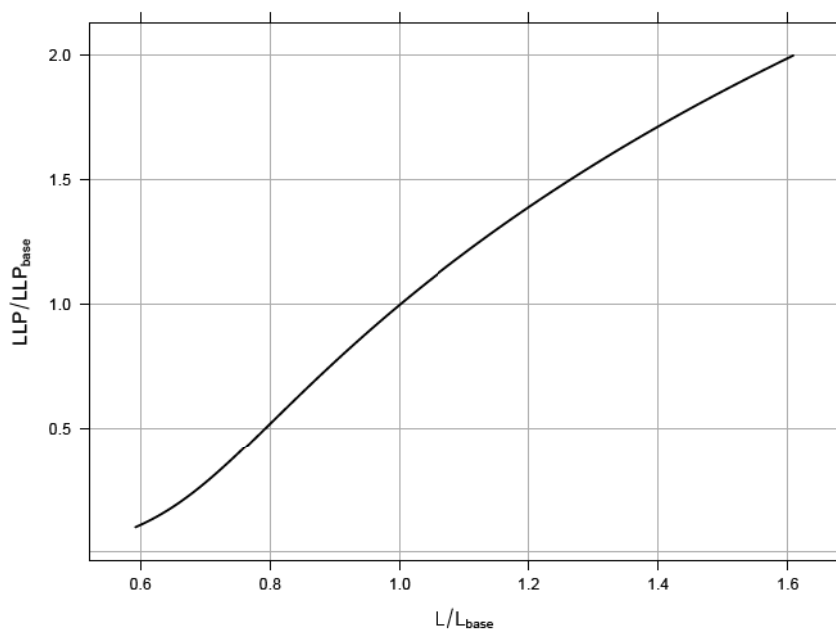


FIGURA 4.12: Relación entre el consumo y la fiabilidad cuando se mantienen invariables el tamaño de un generador y una batería dimensionados para satisfacer un consumo L_{base} con una LLP_{base} .

TABLA 4.2: Escenarios de consumo para SFA [48].

Aplicación	Hipótesis de consumo	Criterio de dimensionado
SHS1	■ Iluminación	$C_A = 1,1$
	■ Radio	$3 \leq C_s \leq 5$
	■ TV b/n	
	■ Sin frigorífico	
	■ 120 Wh/día	
SHS2	■ Iluminación	$C_A = 1,1$
	■ Radio	$3 \leq C_s \leq 5$
	■ TV color	
	■ Sin frigorífico	
	■ 250 Wh/día	
SHS3	■ Iluminación	$C_A = 1,1$
	■ radio	$C_s = 5$
	■ TV color	
	■ Con frigorífico eficiente	
	■ 1000 Wh/día	
Centrales	■ Todo AC	$C_A = 1,1$
	■ 500 Wh/día por vivienda	$C_s = 5$

Capítulo 5

Sistemas fotovoltaicos de bombeo

5.1 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.

5.2 Componentes

La figura 5.1 muestra los principales componentes de un SFB: el generador fotovoltaico, la motobomba, el equipo de acoplamiento entre generador y motobomba, el circuito hidráulico y el depósito de agua. Se recogen a continuación las características principales de cada uno de ellos.

5.2.1 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.

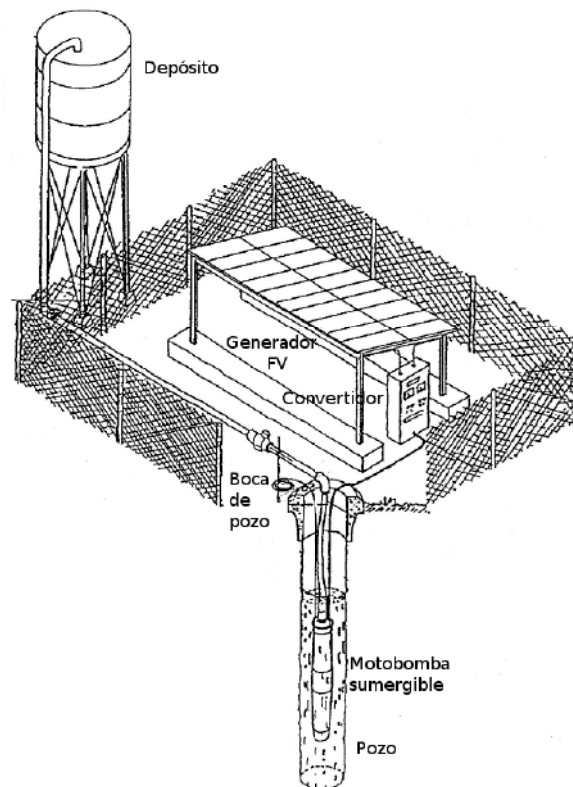


FIGURA 5.1: Componentes de un sistema fotovoltaico de bombeo de agua. Adaptado de [50].

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 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:

$$f_2 = f_1 - n \cdot p \quad (5.1)$$

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 polos¹. 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 5.1 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 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 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

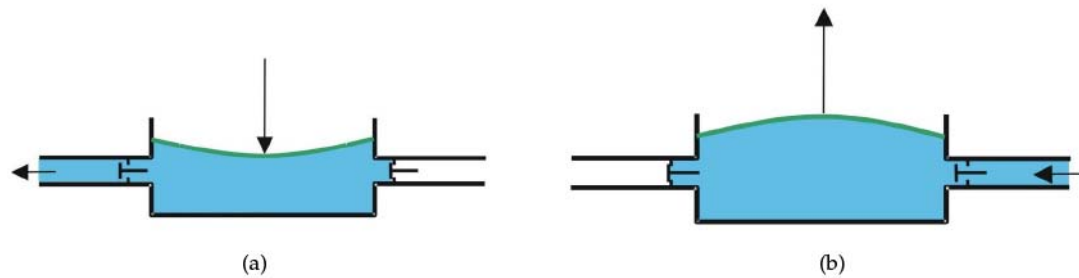
Una bomba es una máquina hidráulica que transforma la energía mecánica con la que es accionada en energía hidráulica del fluido (agua en el caso de los SFB). Al incrementar la energía del fluido, se aumenta su presión, su velocidad o su altura, todas ellas relacionadas con la conservación de la energía expresada en el principio de Bernoulli (ecuación 5.2). Cada tipo de bomba altera uno de estos factores para transportar el agua.

$$\frac{\Delta p}{\rho} + \frac{\Delta v^2}{2} + g \cdot \Delta h = cte. \quad (5.2)$$

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).

¹Una 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 $\theta = p \cdot \alpha$.

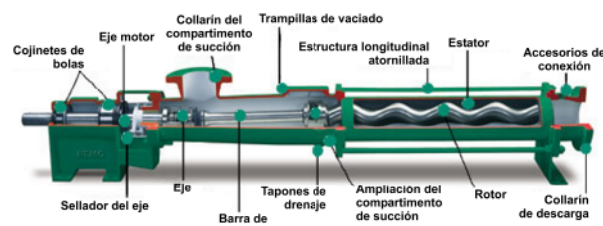
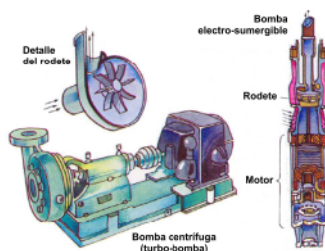
FIGURA 5.2: *Bomba de diafragma.*

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 5.2). 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 5.3).

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 5.4), en las que el fluido entra por 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

FIGURA 5.3: *Bomba helicoidal.*FIGURA 5.4: *Bomba centrífuga de superficie y sumergible.*

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 5.3), la altura es proporcional al cuadrado de la velocidad (ecuación 5.4) y la potencia mecánica en el eje de la bomba (potencia absorbida por la bomba) es proporcional al cubo de la velocidad (ecuación 5.5). Dado que la potencia mecánica es el producto del par por la velocidad angular, el par es proporcional al cuadrado de la velocidad (ecuación 5.6). 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.

$$Q \propto n \quad (5.3)$$

$$H \propto n^2 \quad (5.4)$$

$$P_{mec} \propto n^3 \quad (5.5)$$

$$T \propto n^2 \quad (5.6)$$

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.

5.2.2 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 continua 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 5.5a), pero cuando es necesario que la tensión de salida sea menor que la de entrada se utiliza un circuito tipo *Buck* (figura 5.5b). 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 continua², y el inversor la transforma de nuevo en alterna a la tensión y frecuencia deseada.

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 PID³ que toma como base una tensión de referencia adaptada al generador en particular. Es posible

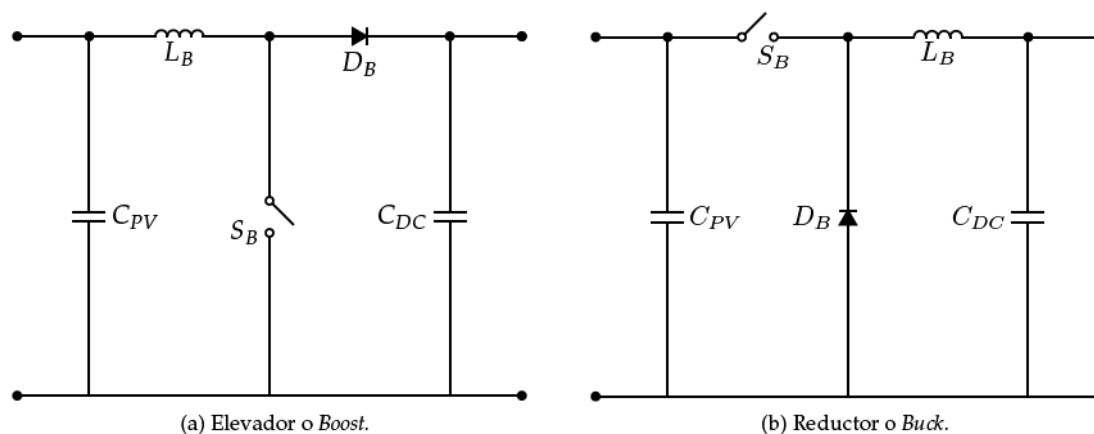


FIGURA 5.5: Convertidores DC-DC.

²En sistemas fotovoltaicos puede evitarse las pérdidas debidas al rectificador conectando directamente al inversor, o bien puede asumirse esta pérdida y conectar al rectificador, lo que sirve como protección contra la inversión de polaridad.

³El 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 tienen 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.

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 5.7) [34]:

$$T_{max} = k_T \left(\frac{V_1}{f_1} \right)^2 \quad (5.7)$$

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 5.8:

$$\phi = \frac{E_1}{4,44 \cdot N_1 \cdot f_1} \quad (5.8)$$

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 5.8 se transforma en:

$$\phi \simeq k_\phi \frac{V_1}{f_1} \quad (5.9)$$

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 5.6). 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 $V_1 = k_V \cdot f_1^2$ [14, 59], o métodos más sofisticados como el control de deslizamiento o el control vectorial [17, 18, 28, 33].

La aproximación realizada en la ecuación 5.9 no es válida 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 5.9 y 5.7, el flujo y el par máximo disminuirán, pero la potencia permanece constante con un control adecuado.

5.2.3 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 sobretensión. 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.

5.2.4 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 del 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 (menores de 1m^3) debe elegirse un depósito plástico de color negro, ya que los colores que permiten el paso de la luz favoreciendo la aparición de algas y otros contaminantes. Este plástico puede ser polietileno de alta densidad para uso alimentario.

5.3 Dimensionado de un SFB

5.3.1 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 :

$$P_H = g \cdot \rho \cdot Q \cdot H_v \quad (5.10)$$

donde g es la aceleración de la gravedad, y ρ es la densidad del agua.

Expresando P_H en vatios, H_v en metros y Q en m^3/h resulta la ecuación 5.11:

$$P_H = 2,725 \cdot Q \cdot H_v \quad (5.11)$$

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 pérdidas de fricción en la tubería, P_f . Este valor se asimila a una altura equivalente H_f asociado a un caudal determinado:

$$H_t = H_v + H_f \quad (5.12)$$

La potencia eléctrica a la entrada de la motobomba, P_{el} , es:

$$P_{el} = \frac{P_H + P_f}{\eta_{mp}} \quad (5.13)$$

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:

$$P_{el} = P_g^* \cdot \frac{G}{G_{stc}} \cdot \frac{\eta_g}{\eta_g^*} \cdot \eta_{inv} \quad (5.14)$$

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.

5.3.2 Cálculo del caudal diario

El caudal diario bombeado por este conjunto es:

$$Q_d = \int_d \frac{P_g^* \cdot \frac{G}{G_{stc}} \cdot \frac{\eta_g}{\eta_g^*} \cdot \eta_{inv} \cdot \eta_{mp}}{2,725 \cdot H_T} dt \quad (5.15)$$

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 5.15 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 [59].

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 5.15 [58]:

$$Q_d = \frac{P_g^*}{2,725 \cdot G_{stc} \cdot H_{TE}} \cdot \int_{dia} G \cdot \frac{\eta_g}{\eta_g^*} \cdot \eta_{inv} \cdot \eta_{mp} dt \quad (5.16)$$

Ahora, dada una H_{TE} , la ecuación 5.16 depende exclusivamente de las condiciones meteorológicas y de las características de la bomba fotovoltaica.

5.3.3 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 [58]:

$$H_{TE} = H_{OT} + H_{ST} + \left(\frac{H_{DT} - H_{ST}}{Q_T} \right) \cdot Q_{AP} + H_f(Q_{AP}) \quad (5.17)$$

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 $\alpha = 0,047 \text{ h}^{-1}$. 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 .

5.3.4 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 5.16:

$$P_g^* = \frac{10 \cdot H_{TE} \cdot Q_d}{G_d / G_{stc}} \quad (5.18)$$

donde G_d es la irradiación global incidente en el plano del generador.

Por ejemplo, para bombear 30 m^3 diarios a $H_{TE} = 40 \text{ m}$, con una radiación diaria en el plano del generador de $G_d = 5 \text{ kWh/m}^2$ 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 elegido⁴ 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 5.15 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

⁴A 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.

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 fotovoltaico⁵.

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 5.6 recoge un nomograma elaborado para una bomba *Grundfos* SP8A44 con una radiación diaria en el plano del generador de 4 kWh/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.

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:

$$V_{DC} = \frac{\sqrt{2}V_{AC}}{1,1} \quad (5.19)$$

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 generador⁶.

Dado que el mayor consumo de agua está localizado en los meses de verano, conviene emplear un ángulo inferior a la latitud, $\beta = |\phi| - 10^\circ$. 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} .

5.3.5 Estimación del caudal

En el capítulo 4.2 discutimos sobre la incertidumbre asociada a la estimación y predicción del consumo eléctrico. Lo dicho en ese capítulo 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 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 [59] 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 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

⁵En el apéndice A se detalla el procedimiento de simulación, implementado en las funciones `NmgSFB`, `prodPVPS` y `HQCurve` de `solar` [62]

⁶Normalmente 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.

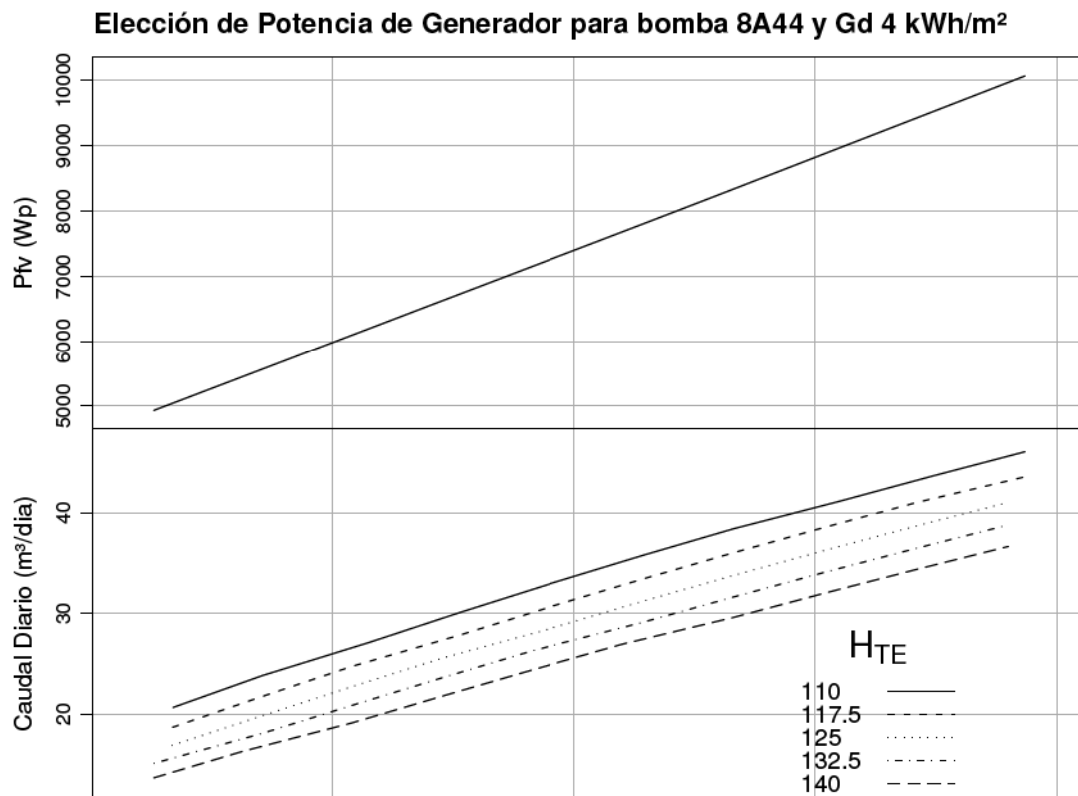


FIGURA 5.6: Ejemplo de nomograma elaborado para un bomba Grundfos SP8A44 con una radiación diaria en el plano del generador 4 kWh/m².

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.

Capítulo 6

Seguridad eléctrica en sistemas fotovoltaicos

6.1 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) [55]. 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.

6.1.1 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 no se basa en la alimentación a muy baja tensión y en el cual no se producen tensiones superiores a 50 V en corriente alterna o a 75 V en continua

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.

6.2 Protección de las personas

6.2.1 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 6.1. 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 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, realimentándose 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 pelicular¹. 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

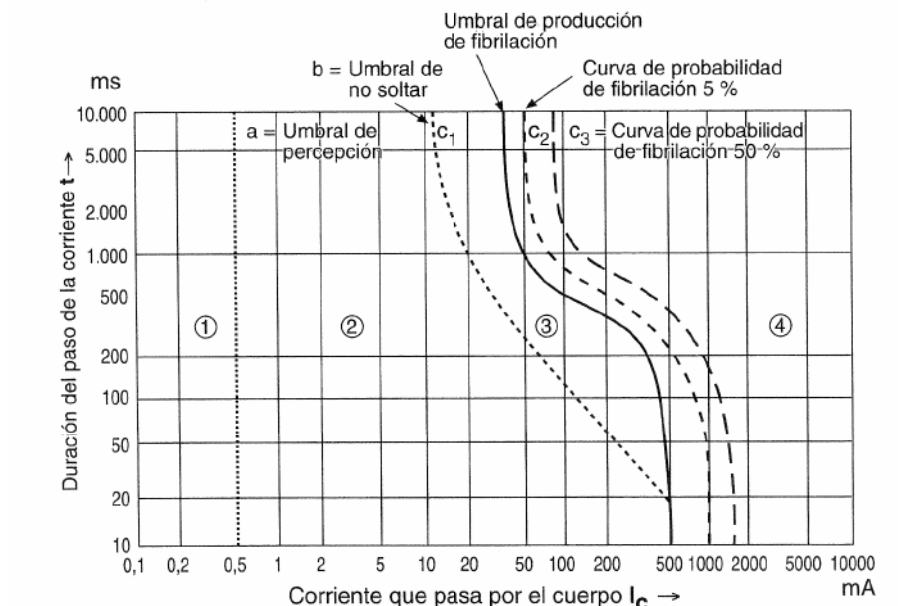


FIGURA 6.1: Efecto de la corriente que circula por el cuerpo humano según su intensidad y tiempo de duración [68, 69].

¹Según este efecto, la corriente tiende a circular por la piel con frecuencias elevadas.

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.

En base a estas consideraciones, se establecen unos requisitos para la tensión y la corriente de seguridad [38, 54, 55, 69]:

- Se establecen dos condiciones: emplazamientos secos o húmedos (instalaciones de interior); emplazamientos mojados (instalaciones en intemperie).
- Se define como tensión de seguridad la tensión de contacto máxima admisible durante al menos cinco segundos. Para emplazamientos secos es de 120 V para corriente continua y 50 V para corriente alterna. Para emplazamientos mojados es de 60 V para corriente continua y 24 V para corriente alterna.
- La corriente máxima admisible se fija en 30 mA para alterna y 100 mA para continua.

6.2.2 Protección contra contactos directos

La figura 6.2 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 6.6.

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:

$$I_{F,max} = \frac{V_{ocG}}{R_h + R_p + R_{ts}} \quad (6.1)$$

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

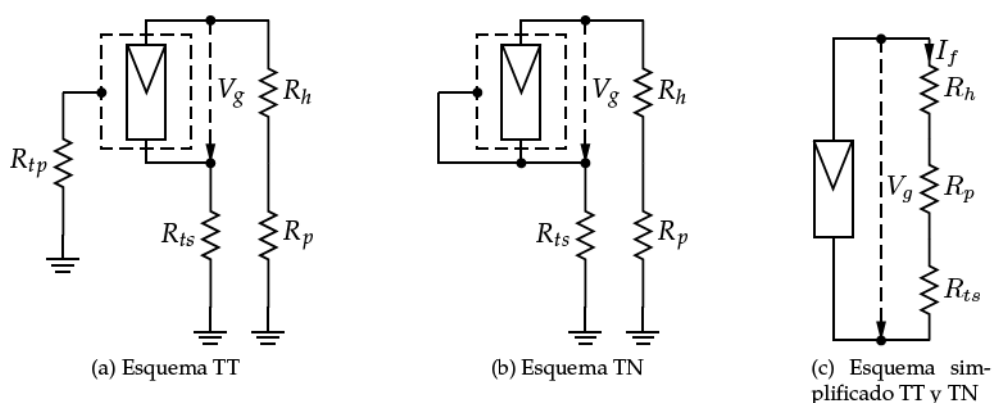


FIGURA 6.2: Esquema eléctrico de un contacto directo en un sistema fotovoltaico con esquema de puesta a tierra TT o TN.

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 6.3).

Así, la resistencia de aislamiento del generador, R_{iso} , es:

$$R_{iso} = \frac{R_{iso}^{(m)}}{N_T} \quad (6.2)$$

y por tanto, se puede demostrar que la corriente de fuga máxima en una conexión IT es [38]:

$$I_f = \frac{V_{ocG}}{R_{iso} + R_h} \quad (6.3)$$

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:

$$I_f \leq 100 \text{ mA} \implies R_{iso} \geq 10 \cdot V_{ocG} - R_h \quad (6.4)$$

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 6.4) se puede calcular la corriente de descarga que se producirá a través del cuerpo humano procedente de esta capacidad.

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 $C_{iso} = 1 \mu\text{F}$ de acuerdo a ensayos en sistemas reales [38]. De esta forma, la constante de tiempo de este sistema es $T \simeq C_{iso} \cdot R_h = 1 \text{ ms}$. Según la norma

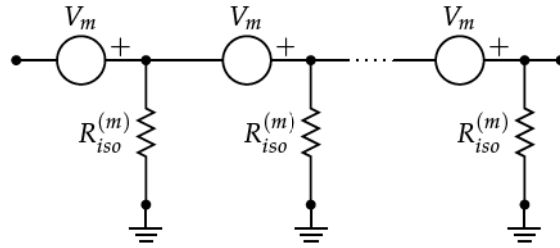


FIGURA 6.3: Resistencia de aislamiento distribuida en un generador fotovoltaico con esquema de conexión a tierra IT.

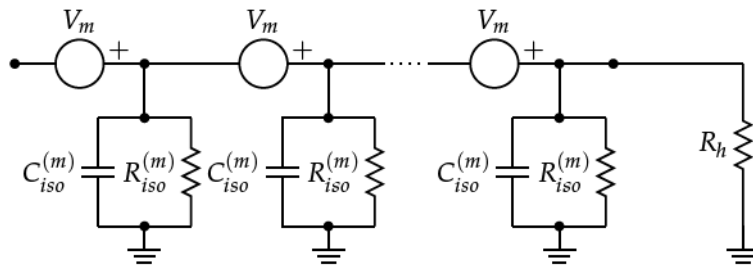


FIGURA 6.4: Capacidad distribuida en un generador fotovoltaico con esquema de conexión a tierra IT.

CEI479-2 la corriente de descarga tiene una duración equivalente a tres veces la constante de tiempo del circuito, $T_{desc} = 3 \cdot T = 3 \text{ ms}$ y se calcula con:

$$I_{desc} = \frac{V_{ocG}}{R_h \cdot \sqrt{6}} \quad (6.5)$$

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 [68].

6.2.3 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 6.5 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 [38]. Por tanto,

$$V_c \simeq I_{scG} \cdot R_{tp} \quad (6.6)$$

Cuando el esquema de conexión a tierra es TN (figura 6.6) 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 6.7):

$$I_{F,max} = \frac{V_{ocG}}{R_{iso} + R} \quad (6.7)$$

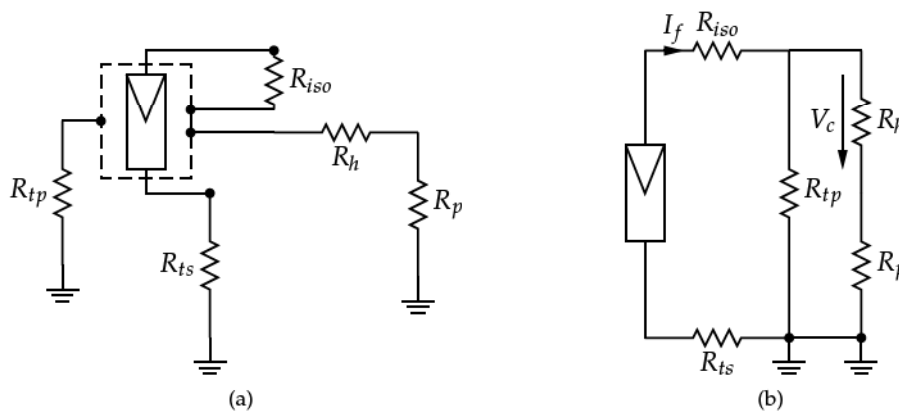


FIGURA 6.5: Esquema eléctrico de contacto indirecto en un sistema fotovoltaico con esquema de conexión a tierra TT.

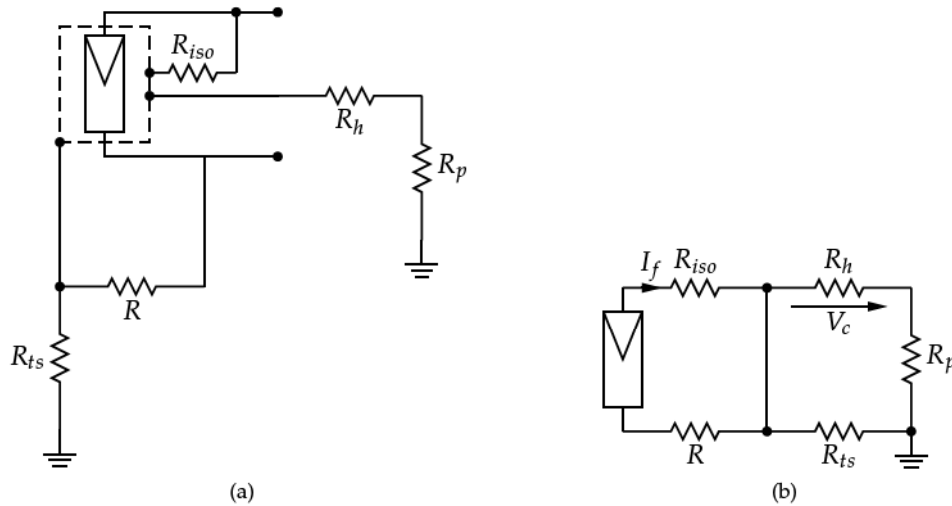


FIGURA 6.6: Esquema eléctrico de contacto indirecto en un sistema fotovoltaico con esquema de conexión a tierra TN.

Cuando el esquema de conexión a tierra es IT, un contacto indirecto como el representado en la figura 6.7 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, $V_c = 0$.

6.2.4 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:

- Protección por aislamiento de las partes activas.
- Protección por medio de barreras o envoltentes.
- Protección por medio de obstáculos.
- Protección por puesta fuera de alcance por alejamiento.
- Protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial-residual.

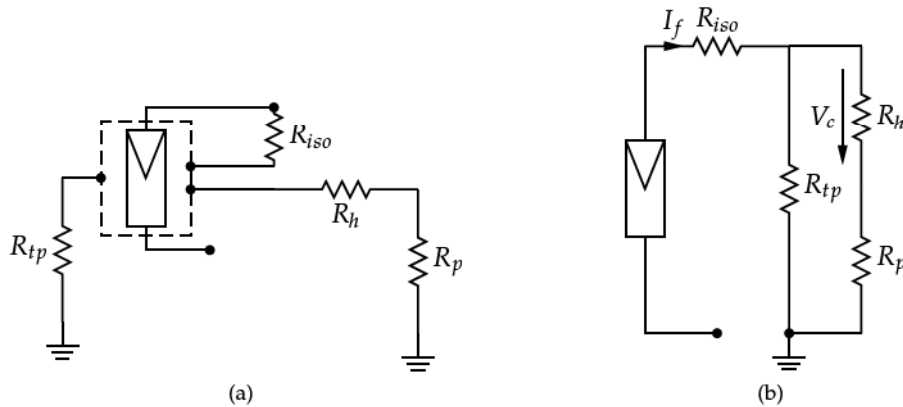


FIGURA 6.7: Esquema eléctrico de contacto indirecto en un sistema fotovoltaico con esquema de conexión a tierra IT.

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 II² 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 [38]:

- 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 indirectos³.
- 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 éste y las actuaciones a llevar a cabo cuando éste 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 6.2), 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 simultánea⁴.

²Véase la definición aportada al principio de este capítulo.

³Se 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.

⁴Cuando 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.

6.2.5 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 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 constituida por una única pica vertical, es aplicable la ecuación $R_t = \frac{\rho}{L_p}$, siendo ρ la resistividad del terreno y L_p la longitud de la pica. De forma orientativa, la tabla 6.1 ofrece unos valores medios aproximados de resistividad en función del terreno.

Para mejorar la resistencia de la puesta a tierra, se utilizan varios electrodos interconectados separados una cierta distancia. En términos generales, es suficiente con ubicar una pica cada 10 m o 15 m. La resistencia equivalente del conjunto puede aproximarse por el paralelo de las individuales. Así, denotando con n_p el número de picas que componen el sistema de puesta a tierra, su resistencia es:

$$R_t \simeq \frac{\rho}{n_p \cdot L_p} \quad (6.8)$$

Por ejemplo, para conseguir una $R_t = 5 \Omega$ en un terreno con $\rho = 100 \Omega$ se deberán utilizar aproximadamente 10 picas de una longitud de 2 metros (cada una de ellas tendrá una resistencia $R_{t,i} = 50 \Omega$).

Una de las misiones de la puesta a tierra consiste en disminuir 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 puesta a tierra. En este esquema, 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:

$$R_{tp} \leq \frac{V_{max}}{I_f} \quad (6.9)$$

Apliquemos la ecuación 6.9 a un ejemplo concreto. Una instalación fotovoltaica se considera local mojado⁵, así que la máxima tensión de contacto admisible en la zona de corriente continua es $V_{max} = 60 \text{ V}$. Al ser corriente continua la máxima corriente admisible que puede circular por el cuerpo humano es $I_{max} = 100 \text{ mA}$. Si este generador fotovoltaico utiliza el esquema TT e incorpora un dispositivo de protección que limite la corriente de fuga, deberá emplear una toma a tierra que cumpla $R_{tp} \leq 600 \Omega$.

Un esquema IT es intrínsecamente seguro ante contactos indirectos, pero es posible que el generador fotovoltaico ya haya tenido un primer defecto a tierra. Si permaneciendo este primer fallo se

TABLA 6.1: Valores medios aproximados de la resistividad en función del terreno según la ITC-BT-18.

Terrenos cultivables fértiles	50 $\Omega \text{ m}$
Terrenos cultivables poco fértiles	500 $\Omega \text{ m}$
Suelos pedregosos	3000 $\Omega \text{ m}$

⁵Según la ITC-BT-30, se consideran como locales o emplazamientos mojados las instalaciones a la intemperie.

produce un contacto indirecto adicional, el sistema produce una tensión de contacto que hay que limitar. En esta situación, dado que el primer fallo a tierra transforma el esquema IT en un esquema TT, el valor límite de la resistencia de la puesta a tierra en ausencia de un dispositivo que limite la corriente de fuga es:

$$R_{tp} \leq \frac{V_{max}}{I_{sc}} \quad (6.10)$$

Consideremos ahora la instalación fotovoltaica anterior con un esquema IT. Suponiendo que el generador tiene una corriente de cortocircuito igual a $I_{sc} = 150 \text{ A}$, para proteger frente a la eventualidad de la combinación de un primer fallo a tierra con un segundo contacto indirecto, suponiendo que el sistema no incorpora un dispositivo que limite la corriente de fuga (o para proteger también frente a la posibilidad de que éste no realice correctamente su función) la resistencia de la puesta a tierra debe ser ahora $R_{tp} \leq 0,4 \Omega$.

Este segundo cálculo arroja un valor difícilmente alcanzable en un terreno con valores de resistividad eléctrica normales dentro de ciertos costes razonables. En general, se suele adoptar como requisito mínimo el resultado de la ecuación 6.9 aplicado a la zona de corriente alterna (por tanto, empleando $V_{max} = 24 \text{ V}$ y $I_{max} = 30 \text{ mA}$). Con este primer resultado se diseña un sistema de puesta a tierra. Según las condiciones del terreno, la accesibilidad a personas y coste asumible, se intenta mejorar la puesta a tierra con el objetivo puesto en el resultado de la ecuación 6.10 aplicada al generador fotovoltaico.

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 funcionamiento⁶. 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. Para terrenos de resistividad no elevada ($\rho < 100 \Omega \text{ m}$), esta condición se cumple para distancias superiores a 15 m.

6.3 Protección de los equipos

6.3.1 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 6.8). 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.

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

⁶Por ejemplo, el artículo 15 del RD1699/2000 dice expresamente: “la puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora”.



FIGURA 6.8: *Formación de un rayo eléctrico (imagen elaborada a partir de la fotografía disponible en http://commons.wikimedia.org/wiki/File:DC16_Lightning.jpg).*

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.

6.3.2 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 [16].

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 corto⁷, 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 6.9).

⁷El 50 % de las descargas conducen 30 kA, con un ratio de 20 kA/ μ s [16].

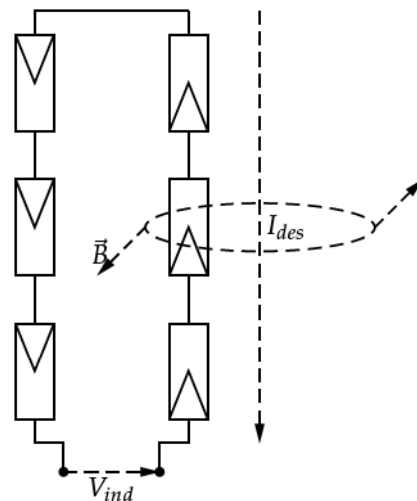


FIGURA 6.9: Inducción sobre un generador.

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, 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 6.10.



FIGURA 6.10: Cruzamiento de líneas en una red aérea para aumentar la protección contra sobretensiones.

6.3.3 Sistemas de protección

Los sistemas de protección se dividen en métodos de protección externa frente a descargas y métodos de protección frente a sobretensiones.

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 las 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 independientes⁸.

La utilización de un sistema de protección externa depende de dos factores principales: la probabilidad estadística de tormentas eléctricas en la zona⁹ 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 de protección externa.

Los métodos de protección frente a sobretensiones persiguen igualar los diferentes potenciales que se producen en el momento en el que aparece la sobretensión, a un único potencial 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 esta función. 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 6.11 muestra el estado en el que quedó una caja de protecciones después de que los varistores 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 varistores no eran el último elemento de la caja: entre ellos y la salida se instalaron sendos fusibles en cada polo. ¿Qué ocurrió? Cuando los varistores 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 varistores, 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 varistores y el inversor.

6.4 Elementos de protección

A continuación se describen los diferentes elementos que son necesarios para llevar a cabo las tareas de protección reseñadas en los puntos anteriores.

⁸Según 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.

⁹El cálculo de esta probabilidad requiere del uso de mapas de nivel isocerámico y puede ser estimada mediante el procedimiento descrito en el apartado 4.2 de [16].



FIGURA 6.11: Efectos del funcionamiento de un diseño defectuoso de una caja de protecciones que incluye varistores.

6.4.1 Protecciones en DC

Cortocircuitos

El cortocircuito es un punto de trabajo no peligroso para el generador fotovoltaico. Puede, sin embargo, ser perjudicial para el inversor. Como medio de protección se recomienda incluir fusibles en cada polo¹⁰. Por otra parte, el portafusible asociado sirve como elemento de seccionamiento, facilitando las tareas de mantenimiento. Aunque el cortocircuito no sea peligroso para el generador, su establecimiento o extinción 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.

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 6.11 y 6.12:

$$I_B < I_n < I_z \quad (6.11)$$

$$I_2 < 1,45 \cdot I_z \quad (6.12)$$

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 varistores, tal y como ha sido descrito en el apartado de protección de equipos. El rango de la tensión de

¹⁰Para instalaciones fotovoltaicas son de uso común los fusibles de tipo gG, normalizados según la norma EN 60269.

operación está definido por la tensión en el punto de máxima potencia y tensión de circuito abierto del generador fotovoltaico.

En la figura 6.12 se muestra un ejemplo de una caja de protecciones situada a la salida de un generador fotovoltaico. Incluye un conjunto de fusibles de rama, tanto en el polo positivo como en el negativo. A la salida del paralelo de estos fusibles se han instalado tres varistores, 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 varistores interconectados.

6.4.2 Protecciones en AC

Cortocircuitos y sobrecargas

Según el RD 1663-2000 [8] (actualmente derogado) es necesario incluir un interruptor general manual, que será 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 6.11 y 6.12, junto con la relación $I_2 = 1,45 \cdot I_n$, característica de los interruptores magnetotérmicos normalizados.



FIGURA 6.12: Caja de protección DC. Incluye dos fusibles por rama y varistores entre polos y tierra

Fallos a tierra

La instalación contará con un interruptor diferencial de sensibilidad adecuada¹¹ 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 6.13). 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 6.13 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.

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 continua¹²

Puesta a tierra

Según el RD1663/2000 [8] (actualmente derogado), en que se fijan las condiciones técnicas para la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red, 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.

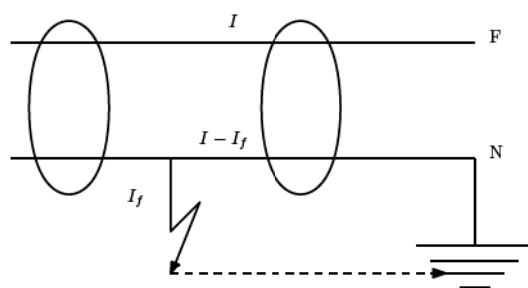


FIGURA 6.13: Funcionamiento de un interruptor diferencial.

¹¹En entornos industriales se admiten interruptores con sensibilidad de 300 mA, mientras que para instalaciones domésticas este valor se reduce a 30 mA.

¹²Como anécdota, el RD 1663/2000 [8] ocasionó más de un quebradero de cabeza al incluir en su artículo 11 el requerimiento de incorporar un “interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte continua de la instalación”.

6.4.3 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.

Para calcular la sección necesaria según el criterio de caída de tensión, es aplicable la ecuación 6.13 para los tramos de corriente continua, la ecuación 6.14 para el tramo ente inversor y punto de conexión a red en sistemas monofásicos, y la ecuación 6.15 en sistemas trifásicos¹³.

$$S_{dc} = \frac{2 \cdot l_{dc} \cdot I_{dc}}{56 \cdot \Delta V_{dc}} \quad (6.13)$$

$$S_{1ac} = \frac{2 \cdot l_{1ac} \cdot I_{1ac}}{56 \cdot \Delta V_{1ac}} \quad (6.14)$$

$$S_{3ac} = \frac{\sqrt{3} \cdot l_{3ac} \cdot I_{3ac}}{56 \cdot \Delta V_{3ac}} \quad (6.15)$$

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), I_{dc} la corriente nominal (habitualmente la del punto MPP) que circula por el circuito de corriente continua, e 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 ecuaciones (6.13), (6.14) y (6.15).

Además, hay que tener en cuenta que éste es un requisito que 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 dos 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 (vease el ejercicio C.4.2).

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 $S = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \cdot 75}{56 \cdot 1,5\% \cdot 400} = 38,66 \text{ mm}^2$. 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 $S = 50 \text{ mm}^2$.

Con este resultado, 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 máxima intensidad 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.

¹³En 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.

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.

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.4.2 y a la lectura del Anexo 2 a las Guías de Aplicación del REBT¹⁴.

¹⁴http://www.ffii.es/puntoinformcyt/Archivos/rbt/guias/guia_bt_anexo_2_sep03R1.pdf

Apéndice A

Simulación de sistemas fotovoltaicos de bombeo

En la sección 5.3.4 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 este apéndice se amplía la información sobre el algoritmo necesario y se indican algunas herramientas de software que pueden ser útiles en esta tarea.

Los datos necesarios para la simulación¹ 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 bomba², 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 une³ Debe destacarse que la relación de semejanza es aplicable a la potencia *mecánica* en el eje de la bomba.

¹El proceso completo de simulación está implementado en las funciones `fPump` y `prodPVPS` de `solar` [62].

²Los correspondientes a la gama SP de *Grundfos* están disponibles en el conjunto de datos `pumpCoef` de `solar` [62]

³Disponible en la función `HQCurve` de `solar` [62].

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.
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:

$$Q_{50} = 50 \cdot \frac{Q}{f}$$

$$H_{50} = H \cdot \left(\frac{50}{f}\right)^2$$

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 proceso⁴ 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 perfil de irradiancia correspondiente a un día con irradiancia diaria G_d (W^h/m^2) y duración $h = 2 \cdot t_0$, siendo t_0 la hora de puesta del Sol. Esta expresión es:

$$G = G_{max} \cdot \cos\left(\frac{t}{t_0} \cdot \frac{\pi}{2}\right) \cdot \left[1 + s \cdot \left\{1 - \cos\left(\frac{t}{t_0} \cdot \frac{\pi}{2}\right)\right\}\right]$$

⁴Implementada en la función en la función `NmgPVPS` de `solAR` [62].

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.
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 5.6).

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).

Apéndice B

Enlaces útiles

Los enlaces siguientes han sido revisados el 5 de marzo de 2011.

B.1 Bases de datos de irradiación procedentes de estaciones meteorológicas

- Ministerio de Medio Ambiente: <http://www.mapa.es/siar/>¹
- Junta de Andalucía: <http://dgpa.besana.es/clima/inicio.do>
- 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=444754>
- HELIOS-IES (Madrid): <http://helios.ies-def.upm.es/>
- NREL-MIDC: <http://www.nrel.gov/midc/>

B.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>

¹El acceso directo a esta base de datos está implementado en la función `readSIAR` de `solar` [62]

B.3 Revistas

- Photon International: <http://www.photon-magazine.com/>
- Progress in Photovoltaics: <http://www3.interscience.wiley.com/journal/5860/home?CRETRY=1&SRETRY=0>
- 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/>

B.4 Recursos generales

- PVResources: <http://www.pvresources.com/>
- Solar Buzz: <http://www.solarbuzz.com/>
- ASIF: <http://www.asif.org>
- 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/>
- PV Database: <http://www.pvdatabase.org/>
- CIEMAT-Energías Renovables: <http://www.energiasrenovables.ciemat.es/>

B.5 Foros de discusión

- Solarweb: <http://www.solarweb.net/>
- Jumanji: <http://jumanjisolar.blogspot.com/>

B.6 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/\(Base de Precios>Precios Descompuestos>D45 Energía Solar Fotovoltaica\)](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.ffii.es/puntoinfomcyt/LegislacionSI.asp?idregl=76>

B.7 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>
- Binarios (mirror ES): <http://cran.es.r-project.org/bin/>
- Paquetes (mirror ES): <http://cran.es.r-project.org/web/packages/>
- Blog: <http://www.r-bloggers.com/>
- Wiki: <http://wiki.r-project.org/>
- solaR: <http://cran.r-project.org/web/packages/solaR>
- Gráficos en R:
 - <http://addictedtor.free.fr/graphiques/>
 - <http://bm2.genes.nig.ac.jp/RGM2/index.php>
 - <http://lmdvr.r-forge.r-project.org/figures/figures.html>

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 ($\phi = 43,37^\circ \text{ N}$), 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. ¿Cuáles 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:

- $P_{mpp} = 175 \text{ Wp}$
- $V_{mpp} = 35,4 \text{ V}$
- $I_{mpp} = 4,9 \text{ A}$
- $I_{sc} = 5,45 \text{ A}$
- $V_{oc} = 43,6 \text{ V}$
- 72 células en serie.

Inversor:

- $P_{nom} = 2,5 \text{ kW}$
- Ventana MPP=[125-450] Vdc
- $V_{max} = 450 \text{ Vdc}$

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 deberá ser de $\alpha = 15^\circ$. Dado que el generador se instalará en la cubierta, como una instalación estática convencional, la inclinación puede ser elegida sin restricciones. Así, elegimos el número entero más próximo: $\beta = 35^\circ$.

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 m^2 .

3. Para una temperatura ambiente de 25°C (ecuación 3.14) 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 3.12:

$$T_c = -10 + 200 \cdot \frac{47 - 20}{800} = -3,25^\circ\text{C}$$

$$V_{oc} = 43,6 - 2,3 \cdot 10^{-3} \cdot 72 \cdot (-3,25 - 25) = 48,28 \text{ V}$$

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 12950 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 13650 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 3.19a 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-200¹ y con la gama de inversores SMC 4600A².
3. Organizándolo 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:

$$T_c = -10 + 200 \cdot \frac{46 - 20}{800} = -3,5^\circ\text{C}$$

¹Información disponible en http://yinglisolar.com/uploadfiles/product/1264589110_SUQ0Z2rCJS.pdf

²Información disponible en <http://www.sma-iberica.com/es/productos/inversores-solares/sunny-mini-central/sunny-mini-central-4600a-5000a-6000a.html>

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, $N_{sMAX} = 16$.

Hacemos lo propio para la ventana MPP.

$$T_c = 25 + 1000 \cdot \frac{46 - 20}{800} = 57,5 \text{ °C}$$

La tensión de circuito abierto correspondiente es:

$$V_{oc} = 33,3 - 0,0037 \cdot 33 \cdot (57,5 - 25) = 29,3 \text{ V}$$

Utilizando la aproximación de factor de forma constante tenemos:

$$V_{mpp} = V_{oc} \cdot \frac{V_{mpp}^*}{V_{oc}^*} = 23,14 \text{ V}$$

Así, el número de módulos en serie correspondiente al límite superior de la ventana MPP es:

$$N_{sMPP}^{max} = \frac{480}{23,14} = 20,74$$

y, por tanto, $N_{sMPP}^{max} = 20$.

El número de módulos en serie correspondiente al límite inferior de la ventana MPP es:

$$N_{sMPP}^{min} = \frac{246}{23,14} = 10,6$$

y, por tanto, $N_{sMPP}^{min} = 11$.

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:

$$d = \frac{h}{\tan(61 - 41)} = \frac{1,495 \cdot \sin(30)}{\tan(20)} = 2,05 \text{ m}$$

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: $1,495 \cdot \cos(41) = 1,294 \text{ m}$. 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 $G_{ef,a} = \frac{0,9315}{0,864} \cdot 1740 = 1875 \text{ kWh/m}^2$, y la productividad del sistema es

$$Y_f = 1875 \cdot 0,75 \cdot (1 - 0,02) = 1378,8 \text{ kWh/kWp}$$

C.1.3 Entorno del diseño

Un antiguo aeródromo localizado cerca del pueblo leonés de Rodrigatos de la Obispalía ($\phi = 42,3^\circ\text{N}$), 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. ¿Cuáles son los ángulos óptimos de inclinación y orientación de este sistema? ¿Qué ángulos 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:

Inversor:

- $P_{mpp}^* = 165 \text{ Wp}$

- $P_{nom} = 100 \text{ kW}$

- $V_{mpp}^* = 34,3 \text{ V}$

- Ventana MPP=[405-750] Vdc

- $I_{mpp}^* = 4,8 \text{ A}$

- $V_{max} = 900 \text{ V}_{dc}$

- $I_{sc}^* = 5,4 \text{ A}$

- $I_{max} = 286 \text{ A}$

- $V_{oc}^* = 43,7 \text{ V}$

- 72 células en serie.

- $TONC = 47^\circ\text{C}$

- $\frac{dV_{oc}}{dT_c} = -0,36\%/\text{K}$

- Dimensiones: $1593 \text{ mm} \times 790 \text{ mm}$

- 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 árboles del perímetro 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 kWh/m^2 .

Solución

1. Los ángulos óptimos son $\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 \cdot |\phi| = 32,9^\circ$ y $\alpha_{opt} = 0^\circ$. Es razonable emplear $\beta = 30^\circ$ y $\alpha = 0^\circ$.
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

$$A_g = \frac{1000 \text{ kWp}}{0,131 \cdot 1 \text{ kW/m}^2} = 7627,6 \text{ m}^2$$

Para un sistema estático (ROT=2) el área de terreno que necesitamos es de:

$$A_T = 15\,254,2 \text{ m}^2$$

Para un sistema de seguimiento con eje horizontal norte-sur (ROT=4) el área de terreno que necesitamos es de:

$$A_T = 30\,508,4 \text{ m}^2$$

Para un sistema de doble eje (ROT=6) el área de terreno que necesitamos es de:

$$A_T = 45\,762,6 \text{ m}^2$$

- b) Con el inversor elegido configuramos el generador fotovoltaico en diez conjuntos. En primer lugar elegimos el número de módulos en serie.

$$N_{sMAX} = \frac{V_{MAX,inv}}{V_{ocm}(G = 200 \text{ W/m}^2, T_a = -10 \text{ °C})}$$

La temperatura de trabajo es:

$$T_c = -10 + 200 \cdot \frac{47 - 20}{800} = -3,25 \text{ °C}$$

y, por tanto (teniendo en cuenta la información de la relación de la tensión con la temperatura del módulo),

$$V_{ocm} = 43,7 - \frac{\Delta V_{oc}}{\Delta T_c} \Delta T_c = 43,7 - (0,36 \% \cdot 43,7) \cdot (-3,25 - 25) = 48,14 \text{ V}$$

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:

$$T_c = 25 + 1000 \cdot \frac{47 - 20}{800} = 58,75 \text{ °C}$$

y la tensión en circuito abierto es:

$$V_{ocm} = 38,4 \text{ V}$$

Suponiendo constante el factor de forma con la temperatura:

$$V_{mpp} = \frac{V_{mpp}^*}{V_{oc}^*} \cdot 38,4 = 30,14 \text{ V}$$

De esta forma

$$N_{sMPP}^{max} = \frac{750}{30,14} = 24,9 \rightarrow N_{sMPP}^{max} = 24$$

y

$$N_{sMPP}^{min} = \frac{405}{30,14} = 13,44 \rightarrow N_{sMPP}^{min} = 14$$

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 3.3.2, 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

$$G_a(\beta_{opt}) = 1680/0,856 = 1962,6 \text{ kWh/m}^2$$

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

$$G_{efa}(\beta, \alpha) = 0,9295 \cdot 1962,6 = 1824,3 \text{ kWh/m}^2$$

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 $\phi = 14,1^\circ\text{S}$) 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, válido 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 tablas³:

Cargas DC

Nombre	Unidades	Potencia (W)	Horas de uso
Luminaria	5	15	4
Radio	1	50	2
Nevera	1	300 Wh	
Ventilador	2	50	4

Cargas AC

Nombre	Unidades	Potencia (W)	Horas de uso
Ordenador PC	1	200	4

1. ¿Cuáles 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 $G_{d,m}(I) = 5 \text{ kWh/m}^2$.

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 $C_S = 5$.

³cada 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

3. Utilizando las ecuaciones correspondientes obtenemos los siguientes resultados:

$$L_T = 2046,8 \text{ Wh}$$

$$L = 2534,7 \text{ Wh}$$

y, teniendo en cuenta la tensión del sistema, resulta:

$$Q_L = 105,6 \text{ Ah}$$

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 domiciliarios**, 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 KC65T⁴ y la gama PowerSafe OPzS⁵. Al dimensionar, especifique qué 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: $L_T = 242,1 \text{ Wh}$
- Centros comunales: $L_T = 1052,6 \text{ Wh}$
- Postas de salud: $L_T = 884,2 \text{ Wh}$

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:

⁴Información disponible en <http://www.kyocerasolar.com/assets/001/5170.pdf>.

⁵Información disponible en http://www.enersys-emea.com/reserve/pdf/EN-OPzS-RS-005_0111.pdf

- SHS: $L = 290,6 \text{ Wh}$
- Centros comunales: $L = 1263,6 \text{ Wh}$
- Postas de salud: $L = 1061,5 \text{ Wh}$

y por tanto, teniendo en cuenta la tensión nominal de cada sistema:

- SHS: $Q_L = 24,22 \text{ Ah}$
- Centros comunales: $Q_L = 52,6 \text{ Ah}$
- Postas de salud: $Q_L = 44,3 \text{ Ah}$

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,

$$C_U = C_S \cdot Q_L = 3 \cdot 24,22 = 72,7 \text{ Ah}$$

y, por tanto, $C_B = 103,8 \text{ Ah}$. 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,

$$C_U = C_S \cdot Q_L = 5 \cdot 52,6 = 263,3 \text{ Ah}$$

y, por tanto, $C_B = 376,1 \text{ Ah}$. 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, $C_B = 315,9 \text{ A h}$. 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 kW 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:

$$\begin{aligned} C'_A &= f \cdot C_s^{-u} \\ f &= f_1 + f_2 \cdot \log(LLP) \\ u &= \exp(u_1 + u_2 \cdot LLP) \end{aligned}$$

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:

$$1 \text{ kW} \cdot 10^{-2} \cdot 24 \cdot 365 = 87,6 \text{ kWh} \quad (\text{C.1})$$

El grupo electrógeno entrega $10 \text{ kW A} \cdot 0,7 = 7 \text{ kW}$ 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 $0,3 \cdot 87,6 = 26,3 \text{ l}$ al año.

⁶Recordemos 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 ha 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. ¿Cuáles 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 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:

- $P_{mpp} = 150 \text{ Wp}$
 - $V_{mpp} = 34,6 \text{ V}$
 - $I_{mpp} = 4,35 \text{ A}$
 - $I_{sc} = 4,7 \text{ A}$
 - $V_{oc} = 43,2 \text{ V}$
 - 72 células en serie.
5. El depósito construido por la comunidad tiene una capacidad aproximada de 50 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:

$$H_{ot} = 10 \text{ m}$$

$$H_{st} = 30 \text{ m}$$

$$H_{dt} = 50 \text{ m}$$

$$\left(\frac{H_{dt} - H_{st}}{Q_{max}} \right) = \frac{20 \text{ m}}{10 \text{ L/s}} = 0,56 \text{ h/m}^2$$

$$Q_{ap} = 0,047 \cdot 30 = 1,41 \text{ m}^3/\text{h}$$

y por tanto:

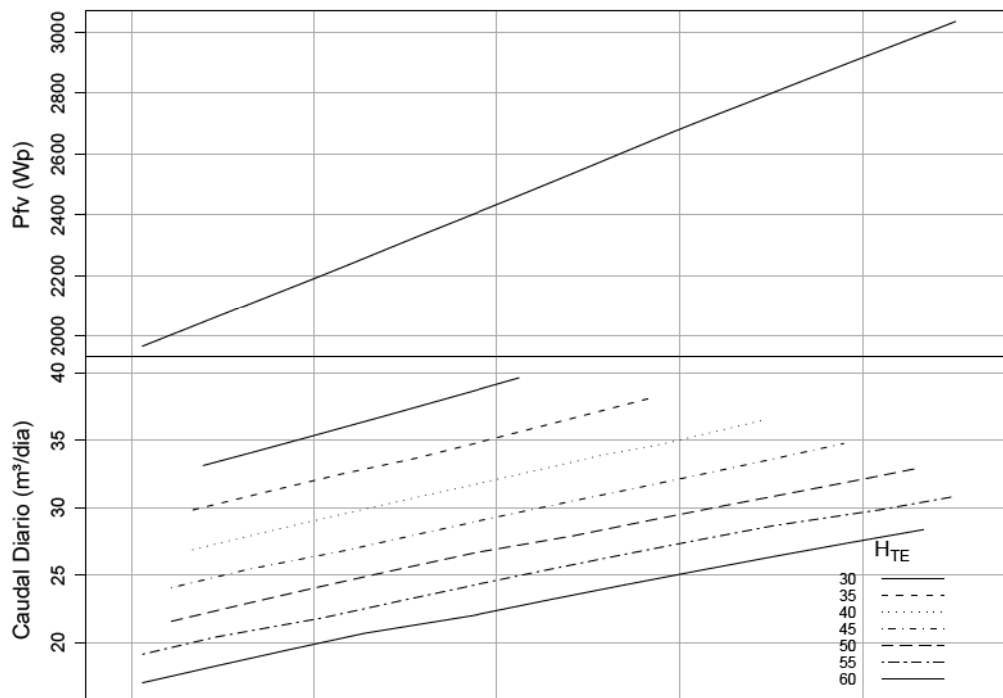
$$H_{te} = 10 + 30 + 0,56 \cdot 1,41 + 0 = 40,8 \text{ m}$$

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 primera estimación, 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.

Elección de Potencia de Generador para bomba 5A12 y G_d 5 kWh/m²



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 m³ es aproximadamente dos veces el caudal diario requerido. Es un tamaño adecuado.

C.4 Seguridad eléctrica

C.4.1 Entorno del diseño

Suponiendo que en una planta 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 distribución en continua? Para simplificar la resolución a 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 $\Delta V = 1,5\% \cdot V_{nom}$, siendo V_{nom} la tensión de trabajo en cada una de las dos opciones. Para trifásica, sea $V_{nom} = 400\text{ V}$.

Solución

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 cualquiera de las dos opciones. La sección de la distribución en continua se calcula con:

$$S_{dc} = \frac{2 \cdot l \cdot I_{dc}}{56 \cdot \Delta V_{dc}}$$

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

$$S_{3ac} = \frac{\sqrt{3} \cdot l \cdot I_{3ac}}{56 \cdot \Delta V_{3ac}}$$

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:

$$S_{dc} = \frac{2 \cdot l \cdot P_{dc}}{56 \cdot 1,5\% \cdot V_{dc}^2}$$

$$S_{3ac} = \frac{l \cdot P_{ac}}{56 \cdot 1,5\% \cdot V_{ac}^2}$$

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

$$2 \cdot \frac{2 \cdot l \cdot P_{dc}}{56 \cdot 1,5\% \cdot V_{dc}^2} = 3 \cdot \frac{l \cdot P_{ac}}{56 \cdot 1,5\% \cdot V_{ac}^2}$$

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

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

que se resuelve con el resultado final:

$$V_{dc} \simeq 473 \text{ V}$$

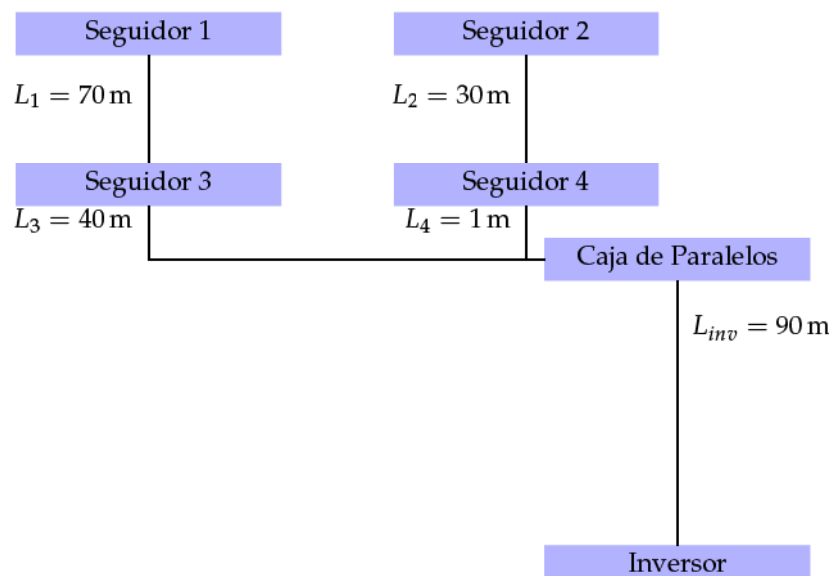
Por tanto, si la configuración del generador fotovoltaico es de tal forma que su tensión V_{mpp} promedio es igual o superior a 473 V, la distribución en continua es preferible a la distribución en alterna desde el punto de vista de masa de conductor necesario.

C.4.2 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:

$$S_{dc} = \frac{2 \cdot I_{dc} \cdot I_{dc}}{56 \cdot \Delta V_{dc}}$$

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 optimización⁷, 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:

$$\begin{aligned} I &= 12 \cdot 4,35 = 52,2 \text{ A} \\ V_{nom} &= 11 \cdot 46,08 = 506,88 \text{ V} \\ \Delta V &= 2,53 \text{ V} \end{aligned}$$

y los resultados son:

$$\begin{aligned} s_1 &= 51,49 \text{ mm}^2 \\ s_2 &= 22,07 \text{ mm}^2 \\ s_3 &= 29,41 \text{ mm}^2 \\ s_4 &= 0,74 \text{ mm}^2 \end{aligned}$$

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

⁷La referencia [65] detalla el procedimiento de cálculo que permite optimizar la masa de cable.

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:

$$s_1 = 70 \text{ mm}^2$$

$$s_2 = 25 \text{ mm}^2$$

$$s_3 = 35 \text{ mm}^2$$

$$s_4 = 10 \text{ mm}^2$$

Para el segundo tramo (entre caja de paralelos e inversor), las condiciones son:

$$I = 208,8 \text{ A}$$

$$V_{nom} = 506,88 \text{ V}$$

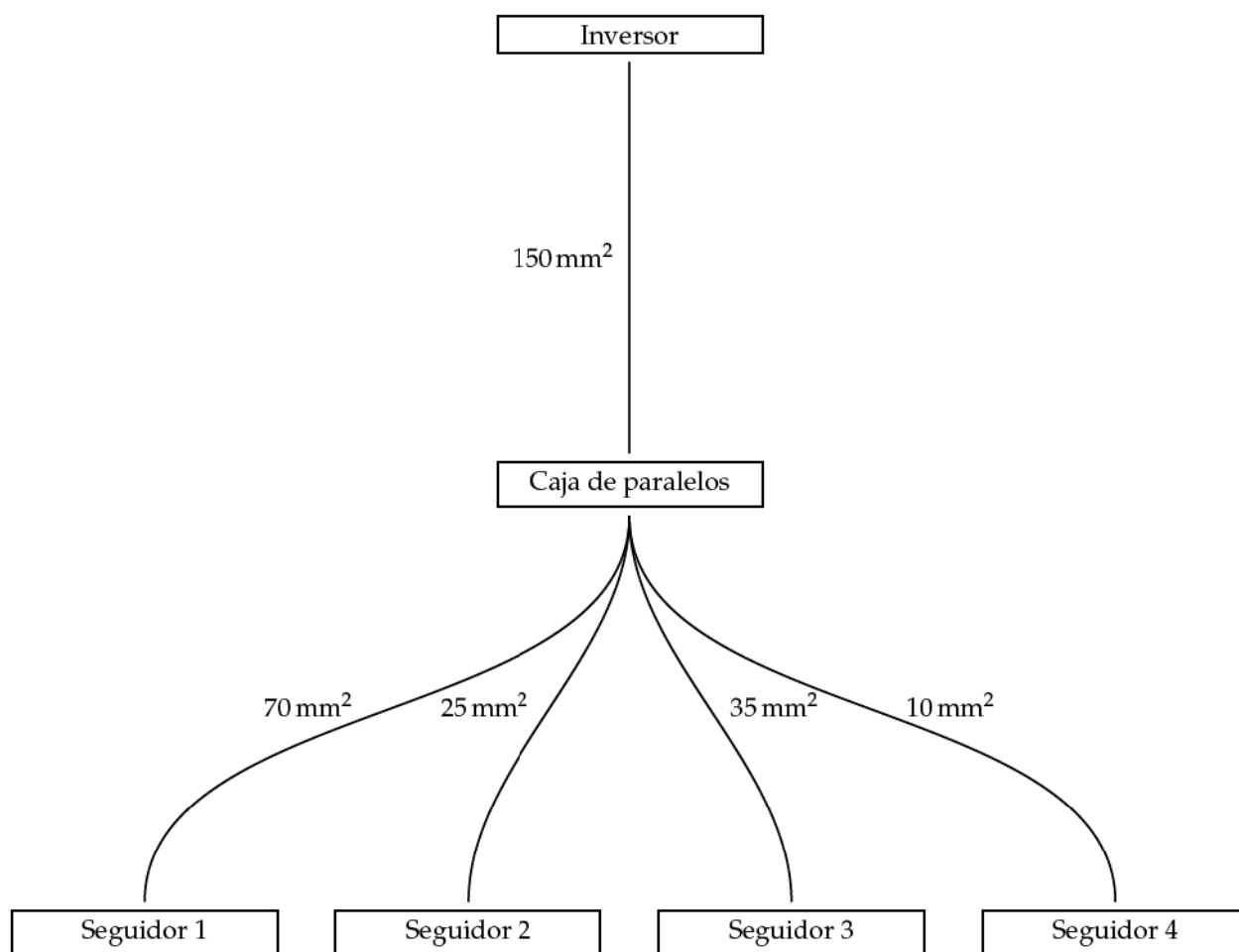
$$\Delta V = 5,07 \text{ V}$$

$$L = 90 \text{ m}$$

que conducen a una sección de $s = 132,5 \text{ mm}^2$, que corresponde a una sección normalizada de 150 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 mm^2 . Así, el valor obtenido es adecuado.

La figura siguiente resume los resultados obtenidos.



Bibliografía

Nota: todos los enlaces URL han sido comprobados en su totalidad en septiembre de 2011.

- [1] «Homer Energy».
<http://www.homerenergy.com>
- [2] «Hybrid2».
<http://www.ceere.org/rerl/projects/software/hybrid2/documentation.html>
- [3] «PV database for urban PV applications».
<http://www.pvdatabase.org/>
- [4] «Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.».
<http://www.boe.es/boe/dias/2010/11/23/pdfs/B0E-A-2010-17976.pdf>
- [5] «Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.».
<http://www.boe.es/boe/dias/2007/05/26/pdfs/A22846-22886.pdf>
- [6] «Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.».
<http://www.boe.es/boe/dias/2010/12/24/pdfs/B0E-A-2010-19757.pdf>
- [7] «Soda-Esra».
<http://www.helioclim.net/esra/index.html>
- [8] «Real Decreto 1663/2000, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión», 2000.
<http://www.boe.es/boe/dias/2000/09/30/pdfs/A33511-33515.pdf>
- [9] «Real Decreto 436/2004, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial», 2004.
<http://www.boe.es/boe/dias/2004/03/27/pdfs/A13217-13238.pdf>
- [10] «Código Técnico de la Edificación», 2006.
<http://www.codigotecnico.org/>
- [11] «Real Decreto 1578/2008 de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica», 2008.
<http://www.boe.es/boe/dias/2008/09/27/pdfs/A39117-39125.pdf>
- [12] «Global Market Outlook for Photovoltaics until 2014». *Informe técnico*, European Photovoltaic Industry Association, 2010.
http://www.epia.org/fileadmin/EPIA_docs/public/Global_Market_Outlook_for_Photovoltaics_until_2014.pdf

- [13] «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.», 2011.
<http://boe.es/boe/dias/2011/12/08/pdfs/BOE-A-2011-19242.pdf>
- [14] ABELLA, M. ALONSO; LORENZO, E. y CHENLO, F.: «PV water pumping systems based on standard frequency converters». *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 2003, **11**(3), pp. 179–191. ISSN 1099-159X. doi: 10.1002/pip.475.
- [15] BAUMGARTNER, F. P.; SCHMIDT, H.; BURGER, B.; BRÜNDLINGER, R.; HAEBERLIN, H. y ZEHNER, M.: «Status and Relevance of the DC Voltage Dependency of the Inverter Efficiency». En: *22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference*, , 2007.
- [16] BECKER, H.; VAABEN, W.; VABEN, F.; BOSANAC, M. y KATIC, I.: «Lightning and Overvoltage Protection in Photovoltaic and Solar Thermal Systems». *Informe técnico*, 2000.
- [17] BHAT, S. R.; PITTET, ANDRE y SONDE, B. S.: «Performance Optimization of Induction Motor-Pump System Using Photovoltaic Energy Source». *Industry Applications, IEEE Transactions on*, 1987, **IA-23**(6), pp. 995–1000. ISSN 0093-9994. doi: 10.1109/tia.1987.4505020.
- [18] BOSE, B. K.: *Modern power electronics and AC drives*. Prentice Hall, 2002.
- [19] CAAMAÑO, E.: *Edificios fotovoltaicos conectados a la red eléctrica: caracterización y análisis*. Tesis doctoral, Instituto de Energía Solar, UPM, 1998.
- [20] CAAMAÑO, E.; LAUKAMP, H.; JANTSCH, M.; ERGE, T.; THORNYCROFT, J.; DE MOOR, H.; COBBEN, S.; SUNA, D. y GAIDDON, B.: «Interaction Between Photovoltaic Distributed Generation and Electricity Networks». *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 2008. doi: 10.1002/pip.845.
- [21] CHAPMAN, S. y ROSE, J.: «Freeing the grid». *Informe técnico*, The Vote Solar Initiative, 2011.
<http://www.newenergychoices.org/uploads/FreeingTheGrid2011.pdf>
- [22] CLAVADTSCHER, L. y NORDMANN, TH: «Cost and performance trends in Grid-connected PV systems and case studies». *Informe técnico*, 2007.
- [23] CLEVELAND, W. S.: *Visualizing Data*. Hobart Press, Summit, New Jersey, U.S.A., 1993.
- [24] CLEVELAND, W. S.: *The elements of graphing data*. AT&T, 1994.
- [25] COLLADO, E.: *Energía Solar Fotovoltaica, competitividad y evaluación económica, comparativa y modelos*. Tesis doctoral, UNED, 2009.
http://asif.org/files/TESIS_DOCTORAL_EDUARDO_COLLADO.pdf
- [26] COLLARES-PEREIRA, M. y RABL, ARI: «The average distribution of solar radiation: correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values». *Solar Energy*, 1979, **22**, pp. 155–164.
- [27] COPETTI, J. B.; LORENZO, E. y CHENLO, F.: «A general battery model for PV system simulation». *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 1993, **1**(4), pp. 283–292. ISSN 1099-159X. doi: 10.1002/pip.4670010405.
- [28] CORREA, T.; NEVESY, F.; SELEME, S. I. y SILVA, S. R.: «Minimum motor losses point tracking for a stand-alone photovoltaic pumping system». En: *Industrial Electronics, 2008. ISIE 2008. IEEE International Symposium on*, pp. 1501–1506, 2008. doi: 10.1109/isie.2008.4677123.
- [29] CULLEN, N.; THORNYCROFT, J. y COLLINSON, A.: «Risk analysis of islanding of photovoltaic power systems within low voltage distribution networks». *Informe técnico*, 2002.
http://www.iea-pvps.org/products/download/rep5_08.pdf
- [30] DECKER, B. y JAHN, U.: «Performance of 170 grid connected PV plants in northern germany-analysis of yields and optimization potentials». *Solar Energy*, 1997, **59**, pp. 127–133.
- [31] EGIDO, M. y LORENZO, E.: «The sizing of stand alone PV-system: A review and a proposed new method». *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 1992, **26**(1-2), pp. 51–69. ISSN 0927-0248. doi: 10.1016/0927-0248(92)90125-9.

- [32] EGIDO, M. A. y LORENZO, E.: «Universal Technical Standard for Solar Home Systems». *Informe técnico*, 1998.
http://www.taqsolre.net/doc/Standard_EspV2.pdf
- [33] FAMOURI, P. y CATHEY, J. J.: «Loss minimization control of an induction motor drive». *Industry Applications, IEEE Transactions on*, 1991, **27**(1), pp. 32–37. ISSN 0093-9994. doi: 10.1109/28.67529.
- [34] FRAILE MORA, J.: *Maquinas eléctricas*. McGraw-Hill, 2003.
- [35] FULLEA, J.: *Acumuladores electroquímicos: fundamentos, nuevos desarrollos y aplicaciones*. McGraw-Hill, 1994.
- [36] GORDON, J. M. y WENGER, H. J.: «Central-station solar photovoltaic systems: field layout, tracker, and array geometry sensitivity studies». *Solar Energy*, 1991, **46**(4), pp. 211–217.
- [37] GREEN, M. A.: *Silicon Solar Cells: Advanced Principles & Practice*, 1995.
- [38] GÓMEZ-VIDAL, P.: *Contribución al Desarrollo Tecnológico de la Seguridad y Protección a las Personas en Aplicaciones Fotovoltaicas Conectadas a la Red*. Tesis doctoral, Escuela Politécnica Superior - Universidad de Jaén, 2000.
- [39] HAY, J. E. y MCKAY, D. C.: «Estimating Solar Irradiance on Inclined Surfaces: A Review and Assessment of Methodologies». *Int. J. Solar Energy*, 1985, (3), pp. 203–.
- [40] HOHN, D. P. y ROPP, M. E.: «Comparative Study of Maximum Power Point Tracking Algorithms». *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 2002, (11).
- [41] HULD, THOMAS A.; SÚRI, MARCEL; DUNLOP, EWAN D. y MICALE, FABIO: «Estimating average daytime and daily temperature profiles within Europe». *Environmental Modelling & Software*, 2006, **21**(12), pp. 1650 – 1661. ISSN 1364-8152. doi: DOI:10.1016/j.envsoft.2005.07.010.
- [42] INGENIERÍA SIN FRONTERAS: *Energía solar fotovoltaica y cooperación al desarrollo*. Instituto de Estudios Políticos para América Latina, 1999.
<http://www.eurosur.org/medioambiente/esf/ener1.html>
- [43] JAHN, U. y NASSE, W.: «Operational performance of grid-connected PV systems on buildings in germany». *Progress in Photovoltaics: research and applications*, 2004, **12**, pp. 441–448.
- [44] JANTSCH, M.; SCHMIDT, H. y SCHMID, J.: «Results on the concerted action on power conditioning and control». En: *11th European photovoltaic Solar Energy Conference*, pp. 1589–1592, 1992.
- [45] LORENZO, E.: *Solar Electricity, Engineering of Photovoltaic Systems*. PROGENSA, 1994.
- [46] LORENZO, E.: «Retratos de la Conexión Fotovoltaica a la Red I». *Era Solar*, 2002.
<http://www.fotovoltaica.com/retrato1.pdf>
- [47] LORENZO, E.: «Retratos de la Conexión Fotovoltaica a la Red V: de la AIE a los Inversores». *Era Solar*, 2005.
<http://www.fotovoltaica.com/retrato5.pdf>
- [48] LORENZO, E.: *Radiación solar y dispositivos fotovoltaicos*. ProgenSA, Sevilla, 2006.
- [49] LORENZO, E. y NARVARTE, L.: «On the usefulness of stand-alone PV sizing methods». *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 2000, **8**(4), pp. 391–409. ISSN 1099-159X. doi: 10.1002/1099-159X(200007/08)8:4<391::AID-PIP319>3.0.CO;2-Z.
- [50] LORENZO, E. y NARVARTE, L.: «Oferta pública de sistemas de bombeo para el Programa de bombeo fotovoltaico MEDA: Anexo técnico». *Informe técnico*, 2006.
- [51] LÓPEZ ARAUJO, G.: *Física de los dispositivos electrónicos*. volumen II. ETSIT, 1986.
- [52] MACAGNAN, M. H.: *Caracterización de la radiación solar para aplicaciones fotovoltaicas en el caso de Madrid*. Tesis doctoral, Instituto de Energía Solar, UPM, 1993.
- [53] MARTIN, N. y RUÍZ, J. M.: «Calculation of the PV modules angular losses under field conditions by means of an analytical model». *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 2001, **70**, pp. 25–38.

- [54] MESTRE ROVIRA, J.: «Sistemas de protección contra contactos eléctricos indirectos». *Informe técnico*, 2002.
http://www.insht.es/InshtWeb/Contenidos/Documentacion/FichasTecnicas/NTP/Ficheros/001a100/ntp_071.pdf
- [55] 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.
<http://www.ffii.nova.es/puntoinformcyt/LegislacionSI.asp?idregl=76>
- [56] MORANTE, FEDERICO y ZILLES, ROBERTO: «Electric consumption in SHSs in rural communities of Brazil and Peru and recommendations for sizing». *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 2008, **16**(2), pp. 171–179. ISSN 1099-159X. doi: 10.1002/pip.790.
- [57] MUÑOZ, J.: *Recomendaciones sobre el uso de corriente alterna en la electrificación rural fotovoltaica*. Tesis doctoral, IES-UPM, 2004.
- [58] NARVARTE, L.: *Hacia un Paradigma de Electrificación Rural Descentralizada con Sistemas Fotovoltaicos*. Tesis doctoral, IES-UPM, 2001.
- [59] NARVARTE, L. y LORENZO, E.: «Technical standard for village water pumping systems». *Informe técnico*, 2006.
http://138.4.46.62:8080/ies/ficheros/2_38_technical_guidelines.pdf
- [60] PAGE, J. K.: «The calculation of monthly mean solar radiation for horizontal and inclined surfaces from sunshine records for latitudes 40N-40S». En: *U.N. Conference on New Sources of Energy*, volumen 4, pp. 378–390, 1961.
- [61] PANICO, D.; GARVISON, P.; WENGER, H. J. y SHUGAR, D.: «Backtracking: a novel strategy for tracking PV systems». En: *IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, pp. 668–673, 1991.
- [62] PERPINAN, OSCAR: *solaR: Calculation of Solar Radiation and PV Systems*, 2011. R package version 0.30.
<http://cran.r-project.org/web/packages/solaR/>
- [63] PERPIÑÁN, O.: *Grandes Centrales Fotovoltaicas: producción, seguimiento y ciclo de vida*. Tesis doctoral, UNED, 2008.
<http://e-spacio.uned.es/fez/view.php?id=tesisuned:IngInd-0perpinan>
- [64] PERPIÑÁN, O.: «Statistical analysis of the performance and simulation of a two-axis tracking PV system». *Solar Energy*, 2009, **83**(11), pp. 2074–2085. ISSN 0038-092X. doi: 10.1016/j.solener.2009.08.008.
<http://procomun.wordpress.com/documentos/articulos/>
- [65] PERPIÑÁN, O.: «Cost of energy and mutual shadows in a two-axis tracking PV system». *Renewable Energy*, 2011. doi: 10.1016/j.renene.2011.12.001.
<http://procomun.wordpress.com/documentos/articulos/>
- [66] PERPIÑÁN, O.; LORENZO, E. y CASTRO, M. A.: «On the calculation of energy produced by a PV grid-connected system». *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 2007, **15**(3), pp. 265–274.
<http://procomun.wordpress.com/documentos/articulos/>
- [67] PERPIÑÁN, O.; LORENZO, E.; CASTRO, M. A. y EYRAS, R.: «Energy Payback Time of Grid Connected PV Systems: comparison between tracking and fixed systems». *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 2009, **17**, pp. 137–147. doi: 10.1002/pip.871.
<http://procomun.wordpress.com/documentos/articulos/>
- [68] PÉREZ GABARDA, L.: «Aspectos particulares de los efectos de la corriente eléctrica». *Informe técnico*, 2000.
http://www.insht.es/InshtWeb/Contenidos/Documentacion/FichasTecnicas/NTP/Ficheros/401a500/ntp_437.pdf
- [69] PÉREZ GABARDA, L.: «Corriente eléctrica: efectos al atravesar el organismo humano». *Informe técnico*, 2000.
http://www.insht.es/InshtWeb/Contenidos/Documentacion/FichasTecnicas/NTP/Ficheros/301a400/ntp_400.pdf

-
- [70] QUASCHNING, V. y HANITSCH, R.: «Irradiance calculation on shaded surfaces». *Solar Energy*, 1998, 62.
- [71] R DEVELOPMENT CORE TEAM: *R: A Language and Environment for Statistical Computing*. R Foundation for Statistical Computing, Vienna, Austria, 2011. ISBN 3-900051-07-0.
<http://www.R-project.org>
- [72] SARKAR, D.: *Lattice: Multivariate Data Visualization with R*. Springer, New York, 2008. ISBN 978-0-387-75968-5.
<http://lmdvr.r-forge.r-project.org>
- [73] TUFTE, E. R.: *Envisioning information*. Graphic Press, 1990.
- [74] TUFTE, E. R.: *The visual display of quantitative information*. Graphic Press, 2001.
- [75] USHER, E. P. y ROSS, M.: «Recommended practices for charge controllers». *Informe técnico*, 1998.
- [76] VERHOEVEN, B.: «Probability of islanding in utility networks due to grid connected photovoltaic power systems». *Informe técnico*, 2002.
http://www.iea-pvps.org/products/download/rep5_07.pdf
- [77] WENHAM, S. R.; GREEN, M. A. y WATT, M. E.: *Applied Photovoltaics*. Centre for Photovoltaic Devices and Systems, 2000.