

Tema 1. Sistemas de Energía

Índice

1. Problema energético	2
2. Políticas energéticas	2
3. Políticas energéticas en España	4
4. Energía eléctrica	4
5. Sector Eléctrico Español	6
6. Mercado eléctrico	7

1. Problema energético

Hasta 1973 la energía se consideraba barata, a partir de este año:

- Comienzan las restricciones de petróleo.
- Subida de precios del petróleo.
- Los países empiezan a concienciarse de que el problema energético no es independiente de algunos factores económicos, sociales y/o políticos.

El problema energético a nivel mundial se puede resumir en los siguientes puntos:

- Problemas con las energías clásicas:
 - Las fuentes de energía clásicas se agotan o agotarán.
 - Subida de precios del gas y petróleo (oferta baja - demanda alta).
 - Dificultad de transportar el gas natural (deterioro del planeta).
 - Las energías clásicas producen contaminación.
 - Residuos contaminantes de la energía nuclear.
- Problemas con las energías renovables
 - Bajo rendimiento energético de las placas solares.
 - Contaminación paisajística de la energía eólica.
 - Estas dos energías dependen de la cantidad de sol y viento (aleatorio).
 - La incorporación de estas energías causan inestabilidad en la red.
- Problemas sociales
 - Aumento de la población mundial.
 - Aumento de países en vías de desarrollo y desarrollados.
 - Aumento de la demanda energética
- Problemas políticos
 - Inestabilidades políticas en los países exportadores de petróleo

Los métodos seguidos para paliar todos estos problemas serán, sustituir las energías clásicas por las renovables, desarrollo de tecnología que permita un consumo más eficiente de energía. Por otro lado, varios países han firmado el llamado **protocolo de Kioto** por el que se comprometen a contener y reducir los gases de efecto invernadero.

2. Políticas energéticas

Estas políticas surgieron de la necesidad de paliar todos estos problemas. Se deben dictar por los países en particular o en común, pero hay muy pocas políticas energéticas que sean compatibles para todos los países ya que cada país tiene distintas prioridades y muy pocas veces coinciden.

Además, las empresas energéticas marcan sus propias iniciativas pasando por encima de los gobiernos lo que agrava aún más el problema. El Cambio Climático es el único que está consiguiendo poner de acuerdo a varios países, por ejemplo el Compromiso de Kioto.

Sin embargo, existen cuatro objetivos claros a cumplir, válidos para todos (primer mundo):

- Mantener la garantía de suministro.
- Garantizar la calidad medioambiental.
- Prolongar la utilización de fuentes de energía ya existentes (aumentar la eficiencia energética).
- Incentivar los intercambios de energía entre países.

Los efectos de las políticas energéticas no deben consistir sólo en la garantía del suministro y el establecimiento de precios razonables. Entre sus objetivos han de estar la protección del medio ambiente, el reparto racional de los recursos, la estabilidad de los costes y precios y el equilibrio de la balanza de pagos y una distribución equitativa de la renta.

Política europea Los objetivos de la política energética europea son:

- Ahorro y eficiencia energética.
- Fomento de un mercado único europeo de la energía (gas y electricidad)
- Refuerzo de las redes energéticas:
 - Desarrollo de las líneas de AT(Alta Tensión).
 - Construcción de gaseoductos transnacionales.
 - Potenciación del almacenamiento de la energía.
- Reducción de las emisiones de CO2

Una de las políticas comunes más importantes es la dictada por la Comisión de la Energía de la UE (**20/20/20**), que fija una serie de objetivos para el 2020. Entre esos objetivos esta reducir un 20 % la emisión total de CO2 en relación con la de 1990, que las energías renovables supongan un 20 % más del consumo final de energía y mejorar la eficiencia energética en un 20 %.

Existen algunas otras prioridades energéticas muy importantes para UE en 2020:

- Consecución del mercado energético en Europa.
- Construcción de infraestructuras energéticas comunes.
- Desarrollo de una red de transporte integrada a nivel europeo.
- Incorporación de nuevas tecnologías y recursos de operación.
- Impulso del coche eléctrico.
- Incremento de la capacidad de transporte
- Mejora de los sistemas de predicción.
- Monitorización en tiempo real de las instalaciones.
- Reducción del impacto ambiental.

Todas estas medidas se están trabajando a varias escalas temporales, ya tenemos estrategias para el 2020, marco de clima y energía para 2030 (reducción de combustibles fósiles, aumentar seguridad de los inversores y desarrollo de nuevos sectores y tecnologías) y hoja de ruta para 2050.

3. Políticas energéticas en España

En España podemos destacar la escasez de recursos energéticos que es lo que frena nuestro desarrollo económico. A continuación podemos ver la escasez de las energías clásicas.

- **Energía nuclear:** España no produce actualmente mineral de uranio, **realizamos el tratamiento, enriquecimiento y sintetización** de este para usarlo como combustible de una central. Es una energía de vital importancia por ser la más barata y por tanto, es la primera energía que sale al mercado.
Las centrales nucleares son centrales base en el sistema eléctrico español (centrales de gran capacidad). Toda la energía eléctrica producida con combustible nuclear se vende (nada se desperdicia). Nuestros mayores **proveedores de uranio** son Rusia, Australia y Níger entre otros.
- **Petróleo:** De los 60000ktep (kilotolenadas de equivalente de petróleo) consumidas en España solo 100ktep son de producción nacional. Tenemos **cuatro instalaciones españolas** y cada vez producen menos crudo. **Importamos** crudo de Oriente medio, Europa, África y América, tantos lugares nos permite asegurarnos el abastecimiento si falla alguno. No todo se usará para la generación de energía eléctrica, ya que se puede usar para el transporte, textil, industria, fines domésticos... etc
- **Gas:** De los 16000ktep solo 158ktep son producidos en España (0.4%). La **importación** de gas se hace mediante gaseoductos (gas natural) y a veces barcos metaneros (gas natural licuado). Los países de los que importamos son: Argelia, Libia, Noruega, Trinidad y Tobago, Egipto y Nigeria. El 11.6% de gas adquirido se **exporta** a Portugal y Francia. España tiene **cuatro plantas de regasificación** de las diez que hay en Europa, estas plantas se dedican a devolver a estado gaseoso el gas natural que viene de los barcos metaneros. Su **uso** es industrial, doméstico y generación de electricidad en centrales de ciclo combinado.
- **Carbón:** La producción ha ido disminuyendo progresivamente, su uso se extiende en la industria siderúrgica, en las cementeras y en la producción de electricidad. Nuestros proveedores principales de carbón son Canadá, Australia, USA e Indonesia, a parte de otros. España tiene un 0.1% de las reservas mundiales, el principal problema es que el carbón importado es más barato que el nacional.

La gran escasez nacional de materias primas como fuentes de energía es evidente. No se prevé que cambie a corto y medio plazo. Por ello, la política energética se centra en potenciar las energías renovables. La dependencia energética de España es muy superior a la del resto de la UE. El 44% de la energía primaria producida en España es de renovables y el 48% de la nuclear.

El 75% de la energía primaria consumida en España es importada del exterior. El déficit energético supone alrededor del 40% al 60% del déficit comercial del total del país, las importaciones de gas y petróleo son las que más contribuyen a este déficit.

Esto nos demuestra que el sector energético es clave para el crecimiento, desarrollo y competitividad de nuestra economía. Este sector invierte 15000 millones de euros, realiza compras anuales de 40000 millones y da empleo directo e indirecto a medio millón de personas.

Nuestras políticas energéticas deben ir encaminadas a plantear un modelo energético radicalmente nuevo basado en el **ahorro**, la **eficiencia** y el **potenciamiento de las energías renovables**. En 2011 se aprobó el **plan de activación del ahorro y la eficiencia energética 2011-2020** con el fin de cumplir las exigencias del Parlamento Europeo, para el ahorro de energía final y primaria.

4. Energía eléctrica

Las ventajas de la energía eléctrica son claras, es transformable en otro tipo de energía con altos rendimientos, controlada con facilidad, esta siempre accesible y es limpia. Los inconvenientes de la energía eléctrica son su almacenamiento y no es fácil saber con exactitud cual va a ser la demanda.

Tiene que haber un equilibrio entre la producción y la demanda de la energía, si no se producen vertidos de energía ya que no tenemos la capacidad de almacenarla. Por ejemplo, por la noche el consumo de la energía es menor (se producen valles) y algunas centrales no pueden parar su producción ya que el coste de pararla y ponerlas en marcha otra vez es muy grande o simplemente es imposible, como por ejemplo las centrales eólicas o las nucleares.

La energía eléctrica tiene la característica de que no es una energía primaria, se genera por medio de convertidores **electromecánicos o electromagnéticos** en las centrales de generación llamadas clásicas o por **convertidores electrónicos** en las centrales renovables. La ENTSO mide el consumo de los países, por ejemplo, Luxemburgo es uno de los países que más consume

La actividad de **generación en régimen especial** recoge la generación de energía eléctrica en instalaciones de potencia no superior a 50MW que:

- Utilicen como energía primaria energías renovables o residuos
- Aquellas otras como la cogeneración que implican una tecnología con un nivel de eficiencia y ahorro energético considerable

Dicha actividad goza de un régimen económico y jurídico beneficioso en comparación con el régimen ordinario que comprende a las tecnologías convencionales. Sus beneficios son:

- Disminución de emisiones contaminantes y gases de efecto invernadero
- Un menor impacto sobre el entorno
- El aumento de la seguridad de suministro derivado del uso de fuentes autóctonas
- El ahorro de energía primaria
- Ahorro en transporte y distribución eléctrica por la proximidad entre generación y consumo... etc.

La **potencia instalada** en 2014 estaba compuesta por las centrales de ciclo combinado (24.8%), eólica (22.3%), hidráulica (19.5%), carbón (10.7%), nuclear (7.7%)... (por orden de importancia). Aunque la **cobertura de la demanda final** es bastante distinta de la potencia instalada: ciclo combinado (8.5%), eólica (20.4%), hidráulica (15.4%), carbón (16.4%), nuclear (21.9%)... ¿Porqué hay diferencias entre la potencia instalada y la consumida? Como no pueden dejar de producir energía en las subastas que se celebran pueden permitirse poner sus precios a 0 euros o al precio más bajo, lo pueden asumir y al final acaban produciendo más energía.

El aumento en 2012 de las emisiones de CO2 coincide con el aumento de la generación con carbón, sin embargo en el 2013 las emisiones disminuyeron por el descenso de la generación con carbón y un ascenso de las energías renovables.

Otro de los factores importantes de la energía eléctrica es la frecuencia, la tolerancia de este parámetro es muy pequeña. La variación no puede ser mayor de 1%, ya que muchos procesos industriales dependen de este factor. Por ello no se conectan directamente a la red, se necesita electrónica de potencia.

Factores de la energía eléctrica:

- La demanda de energía eléctrica se nota más con el calor (aire acondicionado)
- La laboralidad dependerá de las fiestas
- Actividad económica

5. Sector Eléctrico Español

Se denomina sector eléctrico a aquel que incluye todos los temas referentes a la industria eléctrica: planificación, funcionamiento, operación y mantenimiento del sistema. Las compañías eléctricas son las que hacen las mayores inversiones materiales, las cuales no recuperan hasta 25/40 años después. Por otro lado generan 50000 empleos directos en España, teniendo en cuenta que casi toda la población es cliente de estas empresas. Los organismos reguladores de este sector son:

- Ministerio de Industria, Turismo y Comercio: gestiona el mercado **mayorista** de electricidad
- Comisión Nacional de la Energía (CNE): Realiza la **coordinación técnica**, para asegurar que la producción y la demanda coinciden en todo momento.
- Consejo de Seguridad Nuclear (CSN)
- Operadores de Mercado: **OMEL**
- Operadores del Sistema: **REE** (Red Eléctrica Española)

La implantación en Europa de un mercado liberalizado surge del **Tratado de Roma** de 1957 (establecimiento de una zona única de libre comercio). En 1990 se equipara a cualquier otra mercancía como un bien material. A partir de aquí se empieza a pensar que para **garantizar el suministro** al menor coste posible no es necesario el Estado, puede ser una figura meramente regulatoria.

El 11 de septiembre de 1996 se firma el protocolo para el establecimiento de una nueva regulación del Sistema Eléctrico Nacional, lo que dio lugar a la **Ley del Sector Eléctrico** (LSE). Esta ley dicta que el Estado no se reserva para sí el ejercicio de ninguna de las actividades que integran el suministro eléctrico y, por otro lado, se abandona la noción de servicio público, monopolio y planificación centralizada, sustituyéndola por la expresa garantía del suministro con una calidad. Además, la explotación unificada del sistema eléctrico nacional deja de ser un servicio público de titularidad estatal desarrollado por el Estado mediante una sociedad de mayoría pública y sus funciones son asumidas por sociedades mercantiles y privadas. En resumen, se configura el sector eléctrico bajo los principios de objetividad, transparencia y libre competencia.

La REE es la propietaria de casi la totalidad de la red de transporte y es el operador del sistema cuya misión es:

- Gestionar la red de transporte
- Responsable de la correcta coordinación del sistema de producción y transporte a fin de asegurar el suministro.
- Gestiona las interconexiones internacionales.

Líneas maestras de la LSE:

- Abandono de la intervención estatal.
- Una empresa privada (REE) explota el sector dejando de ser de titularidad estatal.
- Libertad de instalación sometida sólo a regularización del Estado.
- La planificación del Estado sólo tiene competencia en el desarrollo y el refuerzo de la red.
- Separación jurídica entre **actividades reguladas** (transporte y distribución) y **no reguladas** (generación y comercialización)

- El funcionamiento de las centrales de generación deja de estar sometido a una gestión económica del conjunto del sistema bajo el principio de su optimización teórica
- La utilización de las centrales atiende al mercado mayorista de producción eléctrica
- La retribución de las actividades de generación deja de hacerse en función de los valores estándares de los costes reconocidos de dichas actividades y hacerse en función de precios de mercado.
- Se establece el principio del derecho de acceso de terceros a las redes de transporte y distribución, por considerarse monopolios naturales. La retribución de estas actividades seguiría siendo fijada administrativamente.
- La comercialización se identificó plenamente como actividad singularizada con arreglo a los principios de libertad de contratación y elección de suministrador por parte del cliente, pero sometidos a criterios de gradualidad en implantación.

6. Mercado eléctrico

Después de la promulgación de la LSE, la energía se empieza a considerar como un producto comercializable como cualquier otro con un precio. El precio se fijará en un mercado mayorista de compra/venta que se llama **mercado eléctrico**, también llamado **pool**. El resultado final del mercado es el precio de compra/venta.

Debido a que la energía eléctrica no se puede almacenar a gran escala se obliga a ajustar la demanda las 24 horas del día, 365 días del año. La electricidad tiene que ser transportada ineludiblemente por una infraestructura creada para ello y que conforma la red de transporte. **El mercado esta regulado por OMEL**, esta empresa define el **mercado eléctrico** como el *“conjunto de transacciones de energía eléctrica derivadas de la participación de los agentes de mercado en las sesiones de los mercados diario e intradiario y de la aplicación de los procedimientos de la operación técnica del sistema”*.

Los participantes que acuden cada día al mercado eléctrico y decidirán los precios, son los denominados agentes de mercado:

- Productores (generadores)
- Distribuidores
- Comercializadores
- Consumidores cualificados
- Agentes externos que compran o venden electricidad a través de conexiones internacionales.

Dentro del mercado eléctrico hay que diferenciar entre mercado de producción y mercado de último recurso o PVPC (Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor).

A. Mercado de producción: Conjunto de mecanismos que permiten la libre competencia en la generación de electricidad. Las transacciones de energía que se negocia dependerán de las previsiones de la demanda, la capacidad de generación y la disponibilidad de la red de transporte. Existe el mercado diario y el mercado intradiario:

-Mercado diario: Se abre a las 8:30 del día anterior al que se quieren establecer los precios. En este mercado se negocia aproximadamente el 85% de la energía. Se establece el precio **para cada hora** del día siguiente. Para cada hora/día la OMEL genera una curva de la oferta (agentes de generación) y la demanda (compradores de electricidad).

El precio se establece cruzando las curvas y el punto de cruce determinará el precio marginal, este precio será el precio más caro ofertado, necesario para satisfacer la demanda. Por encima del punto de equilibrio no se produce más energía, puesto que el precio excede lo que los compradores están dispuestos a pagar.

La **curva de la oferta** se llama **curva de mérito económico** esta compuesta por escalones de los precios que se ofertan para centrales de la misma tecnología. Es decir cuando la demanda es baja, el precio lo establece el carbón, cuando la demanda es alta el precio lo establecen las hidráulicas y cuando la demanda esta a niveles medios-altos serán las centrales de ciclo combinado.

La **curva de la demanda** será una estimación realizada por las empresas distribuidoras y comercializadoras sobre la demanda de los consumidores (grandes consumidores (industria, transporte ferroviario), consumidores medios (servicios industriales y servicios (universidad)) y pequeños consumidores (baja tensión)). Para generar la curva de la demanda tendremos en cuenta dos factores fundamentales: si es laborable/festivo y el clima (temperatura y nubosidad). Cuanto más calor más consumo y lo mismo para el frío. En festivo no se gasta tanta energía, ya que las fábricas no se encienden y baja la demanda. El precio máximo de la curva de la demanda será 180€/MWh (ofertas de compra a precio instrumental) establecido por los comercializadores y los distribuidores, el resto de la curva es establecida por los comercializadores y las centrales hidráulicas de bombeo.

Las ofertas de compra/venta que resulten casadas pagan/reciben el precio marginal o precio de mercado. Las transacciones de compra-venta de energía asignadas o casadas dan lugar al **Programa Base de Casación**

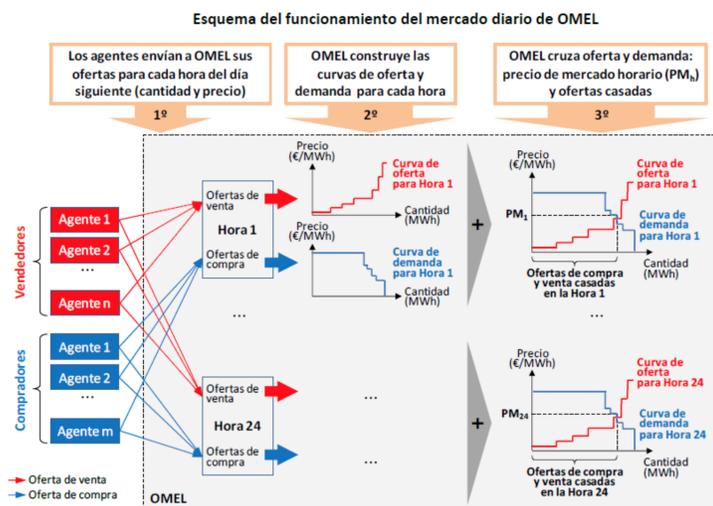


Figura 1: Esquema de funcionamiento del mercado diario

-Mercado intradiario: Tiene por objeto realizar los ajustes necesarios sobre el Programa Diario Viable Definitivo. Básicamente su fin es hacer ajustes de última hora, los generadores y/o consumidores intercambian los papeles para hacer cambios pequeños, por ejemplo si una central ha reparado un error y puede generar más de lo esperado. Todos los procesos se hacen en tiempo real.

En el mercado diario, las ofertas se presentan antes de las 10:00 de la mañana y las casaciones se conocen a las 14:00, para los precios del día siguiente.

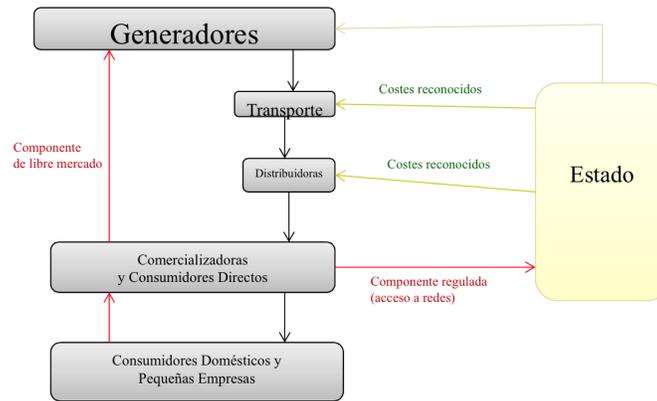
El mercado intradiario se realiza en seis sesiones: a las 16:00 y 21:00 del día anterior, y a la 1:00, 4:00, 8:00 y 12:00 del mismo día. Duración de la primera 1 hora y 45 min y del resto 45 min.

El programa de transacciones resultante de cada mercado intradiario debe ser analizado por Red Eléctrica para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad, tras lo cual se obtiene el **Programa Horario Final**

La REE identifica y resuelve las incompatibilidades que aparecen entre las transacciones de energía

acordadas en el mercado de producción y la gestión de su transporte. Para su resolución se basa en los resultados del mercado diario e intradiario, las ventas en régimen especial y los contratos bilaterales físicos y reasigna algunas producciones para asegurar la viabilidad del resto.

Todos estos procesos permiten llevar a cabo la operación del sistema eléctrico en tiempo real, gestionando la red de transporte y coordinándola con la generación, de manera que se garantice en todo momento la continuidad y seguridad del suministro eléctrico



Las flechas negras indican flujos de electricidad, las flechas amarillas y rojas flujo monetario

Figura 2: Operación del sistema

B. Mercado a tarifa PVPC (Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor): Antes llamado TUR (Tarifa de Último Recurso) entra en vigor en abril de 2014. Se define PVPC como el precio máximo que podrán cobrar los comercializadores a aquellos consumidores que cumplan la normativa: consumidores de baja tensión (inferior a 1kV) con potencia contratada inferior a 10kW.

La tarifa que los pequeños consumidores pagan a su empresa comercializadora se divide en:

- Precio por la energía consumida según mercado
- Pago por acceso y uso a las redes de distribución (empresas distribuidoras)
- Margen de beneficios estipulado por la Administración a las Comercializadoras de referencia

En el apartado de coste de la energía hay que hacer la diferenciación entre los que tienen un contador inteligente y los que no. El contador inteligente permite hacer la facturación en base a lecturas reales y según el mercado. Los que no cuenten con este aparato se les aplicará un perfil de consumo que la REE actualiza constantemente según nuestros patrones de comportamiento como consumidores. Para 2018, el 100 % de los consumidores deberán tener instalado un contador inteligente.

La **tarifa de acceso** está regulada, es decir, aprobada por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y publicada en el BOE. Es única en toda España y debe ser calculada para cubrir los costes del sistema exceptuando el coste de la energía:

Para garantizar cubrir todos los gastos las tarifas de acceso se calculan como la suma de todos los costes del sistema, esas tarifas se llaman **aditivas y suficientes**. Si la tarifa que paga el consumidor no llega a cubrir esos costes se produce el déficit de recaudación o déficit tarifario.

El total de la recaudación conseguida por las empresas distribuidoras se entrega al CNE(Comisión Nacional de la Energía) que se encarga de efectuar las liquidaciones de las actividades reguladas: Agentes con derecho a cobro y agentes con derecho a pago.

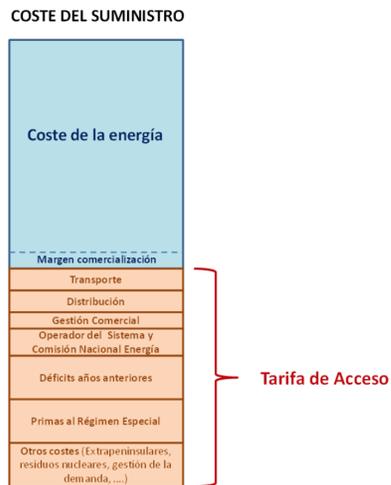


Figura 3: Desglose de costes del suministro

Los siguientes colectivos se pueden acoger al TUR antes Bono Social que corresponde al precio del PVPC descontando un 25 % en todos los términos:

- Colectivos que contraten una potencia por debajo de los 3kW.
- Los jubilados con pensión mínima
- Mayores de 60 años
- Las familias numerosas
- Las familias con todos los miembros en situación de desempleo.

Tema 2 Conversión de energía primaria en energía eléctrica

Índice

1. Sistema eléctrico de potencia	2
2. Generación eléctrica	3
2.1. Central Hidroeléctrica	4
2.2. Centrales de bombeo	5
2.3. Centrales térmicas convencionales	5
2.3.1. Partes de la central	5
2.3.2. Inconvenientes	6
2.3.3. Centrales térmicas convencionales en España	6
2.4. Centrales térmicas de gas	6
2.5. Centrales de ciclo combinado	7
2.5.1. Características de las centrales de ciclo combinado	8
2.6. Centrales Diesel	8
2.7. Centrales nucleares	8
2.7.1. Fisión nuclear	9
2.7.2. Funcionamiento	9
2.7.3. Tipos de reactores	10
2.8. Parques eólicos	10
2.8.1. Conversión de la energía	10
2.8.2. Tipos de aerogeneradores	11
2.8.3. Parques eólicos off-shore	11
2.8.4. Partes de un aerogenerador	12
2.8.5. Cadena cinemática	12
2.8.6. Ventajas e inconvenientes de la energía eólica	12
2.9. Energía del mar	12
2.9.1. Ventajas e inconvenientes de la energía mareomotriz	13
2.10. Biomasa	14
2.10.1. Ventajas e inconvenientes de la biomasa	14

1. Sistema eléctrico de potencia

El **SEP** es el conjunto de elementos formados por las máquinas de generación, los elementos constitutivos del transporte o transmisión y los elementos constitutivos de la distribución, que constituyen las tres partes del proceso completo de producción y consumo de la electricidad. Sus funciones son:

- Generar y producir Energía Eléctrica
- Transportar Energía Eléctrica en las condiciones adecuadas
- Transformar para distribuir en los centros de consumo
- Organizar el consumo entre los abonados y usuarios del sistema.

Por ello debe cumplir las condiciones de: fiabilidad, eficiencia, seguridad, limpieza y ser barato.

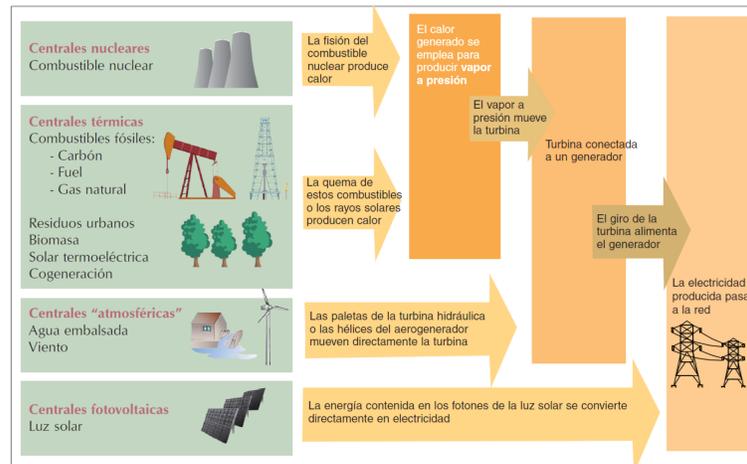


Figura 1: Pasos para generar electricidad

El operador de este sistema es el **REE-CECOEL** (Red Eléctrica Española - Centro de Control Eléctrico). El CECOEL se encarga de controlar las energías clásicas y el **CECRE** (Centro de Control de Renovables) las energías renovables, estos dos sistemas están en la misma sala evidentemente. Su misión es vigilar la red para controlar picos o valles y poner cartas en el asunto (control de la oferta y la demanda).

Nota: **Servicio de interrupción:** Se pide a algunas industrias que apaguen su consumo para compensar caídas de alguna central de energía y se les bonifica por hacerlo.

¿Es necesario tener una red de transporte y distribución de electricidad? Pues evidentemente sí ya que la demanda no es uniforme en todo el territorio, por ejemplo en Madrid no tenemos suficientes centrales para cubrir toda la demanda de la capital, es necesario derivar más electricidad a esta zona, lo que hace necesaria la red de transporte

Elementos del sistema:

- Central Generadora.
- Subestación Elevadora.
- Subestación de Elevación Primaria.
- Subestación de Reducción Primaria.
- Subestación de Reducción Terciaria.

Tensiones normalizadas:

	Tension nominal de la red (V)	Aplicación
Baja Tensión	125 - 660	Consumo
Media Tensión	1000 - 30000	Producción, Transporte y Distribución
Alta Tensión	45000 - 132000	Transporte y Distribución
Muy Alta Tensión	220000 - 400000	Transporte

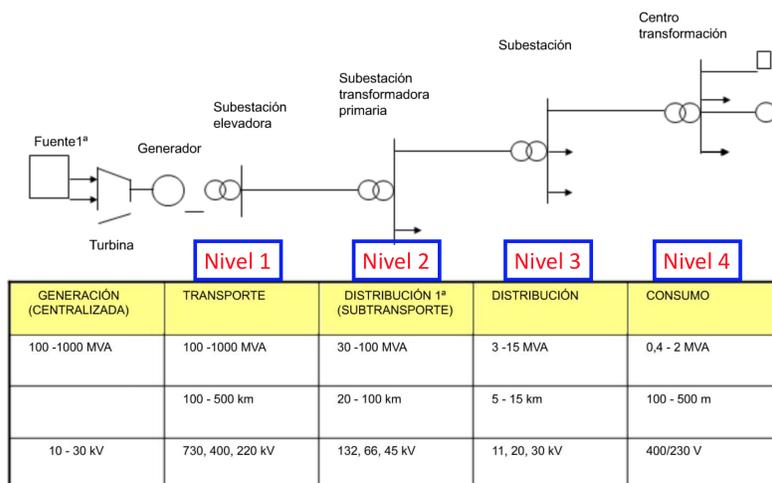


Figura 2: Estructura del sistema eléctrico y potencias

La función básica de una subestación es conectar entre sí varios elementos de la red, con el fin de hacer llegar la energía generada de las centrales eléctricas hasta los consumidores. En la subestación, además, se recoge toda la información relativa al funcionamiento de los equipos y elementos de la red de transporte (seccionados, interruptores, transformadores, etc.), información que es enviada continuamente al centro de control eléctrico (CECOEL). En el CECOEL se analiza el funcionamiento del sistema eléctrico en su conjunto y se toman las decisiones oportunas para garantizar la seguridad y continuidad del suministro.

La distribución pública en baja tensión en España es del tipo trifásica de 50Hz, con neutro a tierra (TT). Por otro lado, existe el **HVDC** (transporte en alta tensión en corriente continua) para líneas de transporte de potencia a largas distancias, transmisión de potencia mediante cables submarinos (en corriente alterna aparecen muchas pérdidas por la capacidad de los conductores), conexión de sistemas eléctrico asíncronos y estabilización del sistema eléctrico.

2. Generación eléctrica

Las centrales eléctricas convierten la energía primaria en energía eléctrica. La mayor parte de la generación se realiza de forma centralizada en instalaciones de gran tamaño alejadas de los centros de consumo.

Salvo en los parques fotovoltaicos (generan en corriente continua), en el resto de centrales eléctricas, se dispone de una turbina que mueve el eje de un generador eléctrico. Habitualmente, esta máquina es una máquina síncrona (alternador). Nunca se genera en monofásica, ya que la potencia instantánea es variable al doble de la frecuencia.

El alternador convierte la potencia mecánica, suministrada por la turbina a través del eje, en potencia eléctrica cedida a las cargas. Tiene dos partes: Inductor (c.c) que es la parte móvil, también llamado **rotor** e inducido (c.a) que es la parte fija, también llamado estátor. Si queremos que genere monofásica solo tendrá un espira, si genera en trifásica tendrá 3 espiras desfasadas 120° . Los alternadores de las centrales eléctricas generan a tensiones alternas que van desde los 15 a los 30kV.

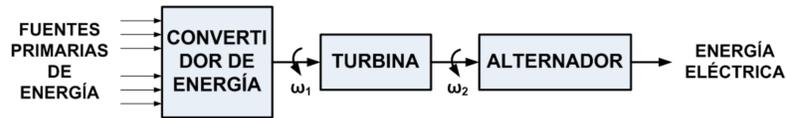


Figura 3: Generación de la electricidad

La razón de que se use una frecuencia tan bajita es que en el transporte se producen menos pérdidas, además las lámparas parpadean y los motores vibran. Una excepción son los aviones, ya que las máquinas para los servicios internos funcionan a 115V.

En la turbina entran corrientes no constantes que son compensadas para que la frecuencia de salida sea rígida.

Hay dos tipos de fundamentales de fuentes primarias de energía: renovables (biomasa, geotérmica, solar...) y no renovables (carbón, petróleo, gas...). La diferencia entre ambas esta en la existencia **limitada** o no en la naturaleza.

2.1. Central Hidroeléctrica

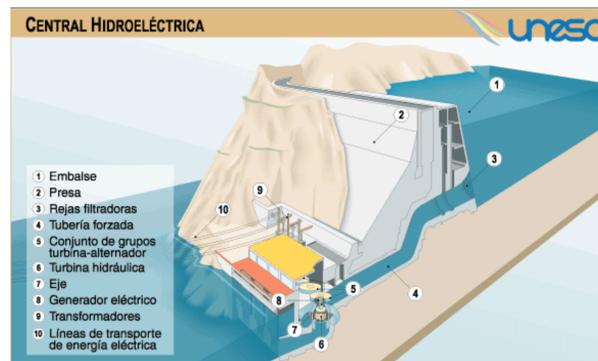


Figura 4: Esquema de una central hidroeléctrica

Principio de funcionamiento: La energía mecánica del agua (cinética o potencial) se transforma en energía mecánica de rotación mediante la acción de una turbina hidráulica, esta energía se emplea para accionar un generador eléctrico y obtener energía eléctrica.

Glosario:

- Cota: Valor de la altura a la que se encuentra una superficie con respecto al nivel del mar.
- Salto de agua (H): Diferencia de cotas entre un nivel superior e inferior.
- Caudal (Q): Volumen de agua que circula por cada una de las secciones de consunción (ya sea abierta o cerrada) por unidad de tiempo. Se suele medir en m^3/s
- Potencia eléctrica generada: $P = 10QH\eta_T\eta_G$

Pongamos el ejemplo de la Central de Bolarque, tiene un salto de 250 metros y un caudal turbinado de $100 m^3/s$ generan una potencia eléctrica de 250MW

Central o casa de máquinas: Aquí se produce la energía eléctrica, este edificio contiene : turbinas, alternadores y cuadros de control.

Hay dos tipos de turbinas:

- **Acción:** Pelton, saltos de agua muy grandes, pero con caudales pequeños
- **Reacción:**
 - Francis, saltos de agua medios y caudal medio
 - Kaplan, saltos de agua pequeños y con gran caudal.

Parque de intemperie: Dispone de los equipos necesarios para conectar la central a la red eléctrica exterior que consta de. transformadores de generación (elevadores de tensión) 20kV a 220kV y aparatos de maniobra, medida y protección. Los aparatos se refieren a disyuntores, seccionados y transformadores de corriente.

2.2. Centrales de bombeo



Figura 5: Esquema de una central de bombeo

Utiliza dos embalses a distintas cotas, permite turbinar en horas punta y bombear en horas valle, aprovechando la diferencia de precios de la energía. Permiten un régimen de operación mas uniforme para las centrales térmicas, nucleares y renovables.

2.3. Centrales térmicas convencionales

Estas centrales se basan en la conversión de energía térmica en energía mecánica y a su vez esta en energía eléctrica. El combustible puede ser carbón, fuel o gas, el cual se quema en la caldera y crea vapor de agua. En primer lugar al quemar el combustible en la turbina se produce un salto de entalpía, el cual produce energía mecánica de rotación y esa misma se convierte en energía eléctrica en los turboalternadores.

2.3.1. Partes de la central

El circuito de vapor-agua: El vapor sobrecalentado llega a la turbina de vapor. El proceso de expansión adiabática hace mover los álabes y gira la turbina. A partir de ahí entra en juego el alternador que se dedica a convertir esa energía mecánica en eléctrica. El vapor de agua entra en un condensador, que es un dispositivo de refrigeración que introduce agua fría a presión por unos serpentines del condensador. El agua condensada vuelve a la caldera.

Por ejemplo, en centrales cerca de los ríos se devuelve el agua caliente al río (circuito abierto). Por otro lado, si se dispone de poca agua se hace uso de una torre de refrigeración (se enfría el agua y vuelve al condensador).

Turboalternador: Hay un mayor rendimiento a mayor velocidad de rotación. Consta de un rotor cilíndrico de 1 a 2 metros y de gran longitud, de 10 a 12 metros. El eje turbina-alternador es horizontal

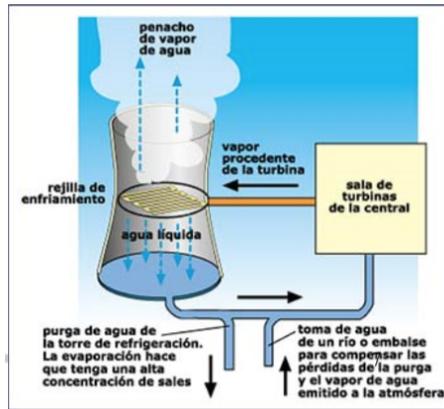


Figura 6: Circuito de vapor - agua

Alternador: De posición horizontal, con un par de polos a 3000 rpm. Mucha velocidad de rotación que genera problemas fuerzas centrífugas. Poco diámetro y mucha longitud axial.

Parque de transformación: Se eleva la tensión de generación de 6-20kV a 220-400kV para el transporte.

Edificios auxiliares: Parque de transformadores de servicios auxiliares. Aparamenta de media y baja tensión.

2.3.2. Inconvenientes

- Tiene una gran dependencia del poder calorífico del combustible, es decir, que son poco eficientes (45 %).
- Elevado consumo propio de energía (6-8 %)
- Rigidez en su conexión y desconexión: La puesta en marcha es muy lenta, ya que es necesario calentar una gran masa de agua y, además, el rendimiento disminuye si se trabaja con regímenes de cargas variables.
- Funcionan como centrales de base

2.3.3. Centrales térmicas convencionales en España

En España hay unas 200 centrales térmicas, con una potencia total instalada de más de 27000MW. En 2011, las centrales térmicas produjeron el 45.7 % del total (carbón: 24.2 % y ciclo combinado: 21.5 %). Seis de las centrales tienen más de 1000MW de potencia.

Nota: Entre las seis, suponen la cuarta parte de la potencia térmica convencional instalada, y el 12 % del total de la potencia eléctrica.

2.4. Centrales térmicas de gas

Utilizan una turbina de gas similares a las turbinas de los aviones. Se basa en un compresor que aspira y comprime el aire de admisión que inyecta en la cámara de combustión.

La combustión se compone de un chorro de gases calientes a alta presión ($1300^{\circ}C$) este produce movimiento en la turbina (ciclo de Brayton) que gira el alternador. Utiliza combustible líquido, gaseoso (gas natural) e incluso sólido (carbón pulverizado). Tiene bajos costes de inversión pero elevados costes de operación.

Turbina de gas: Una turbina de gas simple esta compuesta de tres secciones principales: un compresor, un quemador y una turbina de potencia.

El funcionamiento de esta es el siguiente:

- Entra el aire en la zona de compresión.
- El aire comprimido entra en la cámara de combustión.
- Se produce la ignición del gas, expandiéndose al salir de la cámara de combustión.
- A medida que el gas sale de la cámara de combustión, pierde presión pero gana en velocidad.
- En su camino de salida atraviesa los álabes de la turbina, haciendo girar su eje, que puede mover a su vez el de un alternador para generar energía eléctrica.

En una turbina de gas con una eficiencia del 33 %, aproximadamente 2/3 del trabajo producido se usa comprimiendo el aire. El otro 1/3 está disponible para generar electricidad, impulsar un dispositivo mecánico, etc.

Las ventajas de la turbina de gas frente a la de vapor:

- Son más sencillas que las de vapor.
- Menos contaminación.
- No necesita de un motor auxiliar para la maniobra de puesta en marcha.
- Apenas consume agua de refrigeración.
- Puesta en marcha rápida (en minutos).
- Una parte importante del trabajo se pierde en operar el compresor.

2.5. Centrales de ciclo combinado

Combinan dos ciclos termodinámicos:

- Ciclo de Brayton (turbina de gas)
- Ciclo de Rankine (turbina de vapor)

Se comprime el aire creando gases de combustión a 1400°C, se expande en la turbina de gas que produce el movimiento del compresor y el alternador en el mismo eje. Los gases de escape a 600°C se utilizan para generar vapor, se inicia un ciclo de agua/vapor. Puede disponer de 1 o 2 generadores.

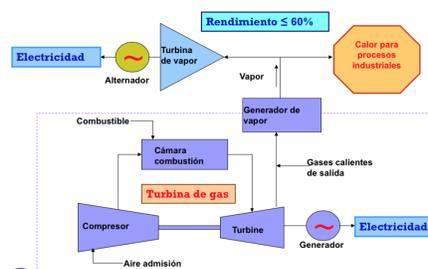


Figura 7: Esquema de funcionamiento de central de ciclo combinado

2.5.1. Características de las centrales de ciclo combinado

- Mayor rendimiento global, próximo al 60 %
- No existe ventilador de aire para la alimentación de la caldera, esta función la realiza la turbina de gas.
- Arranque más rápido y gradiente de carga más elevado
- Menos contaminación. Su producción de CO_2 por kWh \cong 350gr, frente a los 1000 gr por kWh de las térmicas que consumen carbón.
- Costes de inversión razonables
- Más flexibles y modulares
- Menor tamaño y menor tiempo de construcción.

2.6. Centrales Diesel

Utilizan motores diesel acoplados al generador y se utilizan como grupos electrógenos.

Ventajas

- Puesta en marcha rápida
- Rendimiento elevado
- Seguridad y estabilidad de marcha (centrales de reserva)
- Instalación sencilla
- Pequeño consumo de agua en la refrigeración.

Inconvenientes

- Elevado coste de adquisición
- Baja velocidad de funcionamiento para potencias elevadas, lo que conlleva una necesidad de más espacio y mayor peso
- Mayor coste de mantenimiento

2.7. Centrales nucleares

Son centrales térmicas basadas en un ciclo agua/vapor. Las principales diferencias con las anteriores son que utilizan como combustible uranio, la caldera es un reactor nuclear y la conversión energética se basa en reacciones de fisión.

Ventajas

- La energía nuclear genera un tercio de la energía eléctrica que se produce en la Unión Europea.
- Evita la emisión de 700kT de CO_2 por año a la atmósfera.

- También se evitan otras emisiones de elementos contaminantes que se generan en el uso de combustibles fósiles. (NO_x , SO_2 , cenizas que contienen arsénico, cadmio, mercurio y plomo).
- Los vertidos de las centrales nucleares al exterior, se pueden clasificar como mínimos, y proceden:
 - En forma gaseosa de la chimenea de la central, pero se expulsan grandes cantidades de aire, y poca de radiactividad
 - En forma líquida, a través del canal de descarga.
- Por su bajo poder contaminante, las centrales nucleares, frenan la lluvia ácida y la acumulación de residuos tóxicos en el medio ambiente.
- Se reduce el consumo de las reservas de combustibles fósiles.
- Se genera, con muy poca cantidad de combustible, más energía ($1 \text{ kg de } U^{235} = 2160 \text{ Tep}$)
- Transporte más sencillo
- Bajos costes de operación (precio del combustible).

Inconvenientes

- Alto riesgo de contaminación en caso de accidente
- Producción de residuos radioactivos peligrosos a corto y medio plazo.
- Difícil almacenamiento de estos residuos
- Elevado coste de inversión
- Posibilidad de uso no pacífico (sobre todo en el caso del Plutonio)

2.7.1. Fisión nuclear

La fisión es una reacción en la cual, el núcleo de un isótopo U^{235} , al ser bombardeado por neutrones, se desintegran en 2 núcleos, produciendo energía y la emisión de nuevos neutrones que pueden, a su vez, ocasionar más fisiones (reacción en cadena).

2.7.2. Funcionamiento

Para su funcionamiento utiliza como combustible óxidos de uranio enriquecidos al 3% de U^{235} . Estos óxidos están encerrados herméticamente en tubos de aleación de circonio de 4 m de longitud y 1 cm de diámetro.

El sistema de refrigerado consiste en transmitir el calor de la reacción a un fluido (intercambiador de calor). Esto evita el sobrecalentamiento del reactor. El refrigerante suele ser: agua ligera, agua pesada, anhídrido carbónico y helio. El fluido suele ser agua que se convierte en vapor y que pasará al alternador.

Controlamos el calor producido controlando la reacción en cadena. Existen dos métodos:

- Barras de control: grado de inserción regulable.
 - Barras de cadmio o boro
 - Disminución de la densidad de neutrones.
- Desplazamiento del núcleo o del reflector (escape de neutrones).

2.7.3. Tipos de reactores

Reactor de agua a presión (PWR): Se dispone de 2 circuitos independientes, primario (en contacto con el núcleo) y secundario.

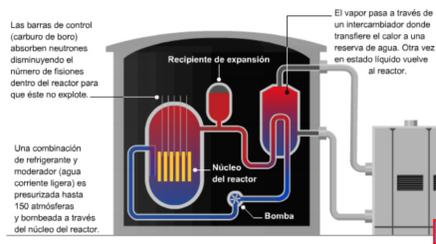


Figura 8: Reactor de agua a presión

Reactor de agua en ebullición (BWR): Más sencillo y el agua será moderador y refrigerante. El agua hierve en el núcleo del reactor pasando luego a la turbina de vapor. El vapor de salida pasa al condensador, el agua pasa a estado líquido y vuelve al reactor (bomba).

No hay intercambio de calor, el vapor producido es radioactivo y el circuito del agua está compuesto por: una turbina, condensador y bomba. Debe estar blindado (mediante hormigón y plomo).

2.8. Parques eólicos

Un aerogenerador obtiene su potencia de entrada convirtiendo la fuerza del viento en un par (fuerza de giro) actuando sobre las palas del rotor. La cantidad de energía transferida al rotor por el viento depende de: densidad del aire, área de barrido del rotor y velocidad del viento.

La potencia del viento es proporcional al cubo de la velocidad y esta depende de la densidad del aire seco, ρ . En las zonas montañosas la densidad es menor y por lo tanto habrá menos potencia, también hay que tener en cuenta que a menor temperatura, mayor densidad.

$$P_{viento} = \frac{1}{2} \rho v^3 \pi r^2$$

Por otro lado, cuanto mayor sea el diámetro del rotor mayor potencia conseguiremos.

2.8.1. Conversión de la energía

Si toda la energía cinética se convierte en movimiento del rotor el viento se pararía. Sabemos que esto no es posible, así es que debe haber un límite a la cantidad de energía que puede entregarse al rotor, y viene determinado por la Ley de Betz.

Si en el camino del viento a velocidad v_1 se interpone un aerogenerador de diámetro D , se produce un frenado del viento reduciendo su velocidad a v_2 ya que el volumen se debe mantener constante a ambos lados del rotor. El flujo de viento toma una forma de botella con la estela o parte más ancha atrás del rotor.

Se define Coeficiente de Potencia C_p que es una función de (v_2/v_1) , cuando $C_p = 1/3$ la relación P_T/P_V es máxima y podemos concluir que la máxima potencia que el viento puede entregar a un aerogenerador de rotor giratorio (o molino de viento) es $16/27$ o $0,5926$.

La ley de Betz establece un rendimiento máximo del 59%. Existen tres posibles casos:

- Máxima extracción, cuando se extrae toda la energía cinética al viento, $v_2 = 0$ (no sale del aerogenerador)
- No hay extracción de energía, $v_1 = v_2$

- El caso óptimo será $\frac{v_2}{v_1} = \frac{2}{3}$

La ecuación de la potencia del aerogenerador es:

$$P_T = C_P P_v = \frac{1}{2} C_P \rho \pi r^2 v^3$$

Valores de C_P , coeficiente de potencia, para aerogeneradores comerciales están en el orden de 0,4.

Distribución de Weibull: Es la función de distribución que mejor representa la estadística de los vientos. Aporta información básica para los constructores de los aerogeneradores.

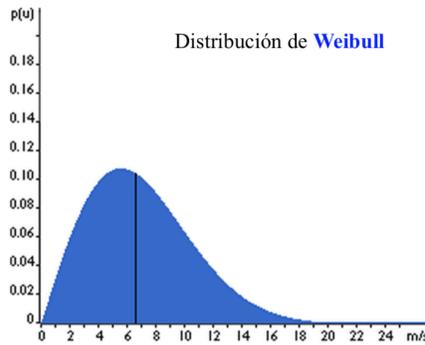


Figura 9: Ejemplo de la distribución de Weibull

La mitad del área azul está a la izquierda de la línea negra vertical a 6,6 m/seg. Los 6,6 m/s son la mediana de la distribución. Esto significa que la mitad del tiempo el viento soplará a menos de 6,6 m/s y la otra mitad soplará a más de 6,6 m/s.

2.8.2. Tipos de aerogeneradores

- Generadores horizontales: Son los más habituales, pueden tener desde 1 pala hasta 6 o 12 palas. Para menor número de palas se produce mayor velocidad de giro para la misma velocidad del viento, las palas harán menos esfuerzos, pero generarán posibles problemas de vibraciones.
- Generadores verticales: Permiten situar el generador en el suelo (sin torre), no necesita un mecanismo de orientación y tiene un alto par y bajas revoluciones. Sin embargo, las velocidades del viento cerca del suelo son más bajas y necesita de cables tensores.

En general los aerogeneradores modernos de eje horizontal trabajan con velocidades promedio que varían entre 3 y 25 m/s. La primera es la llamada velocidad de conexión y la segunda la velocidad de corte. El aerogenerador comienza produciendo energía eléctrica cuando la velocidad del viento supera la velocidad de conexión y, a medida que la velocidad del viento aumenta, la potencia generada es mayor siguiendo la curva de la potencia.

2.8.3. Parques eólicos off-shore

Son parques eólicos instalados en el mar, evidentemente tiene elevados costes iniciales, por el tendido eléctrico submarino y se necesita hacer obra civil (cimentación). Se han producido avances en las cimentaciones, son generadores de varios MW y es una opción competitiva hasta profundidades de 15 m. La producción es del 50 % superior a la de los parques terrestres.

2.8.4. Partes de un aerogenerador

1. Torre

2. Rotor: Por un lado tenemos las **palas**, que captan la energía del viento, tienen perfiles aerodinámicos específicos y suelen fabricarse con materiales compuestos. El número de palas suele ser 3, pero puede variar. Por otro lado, tenemos el **buje** que es el elemento que une las palas al aerogenerador y gira solidariamente con las palas. Hay dos tipos de buje, de paso fijo (las más habituales) en el que las palas no se orientan o de paso variable que si se pueden orientar.

3. Góndola: Es la estructura en la que está acoplada el buje que contiene la cadena mecánica, el generador, sistema de orientación y sistemas hidráulicos.

2.8.5. Cadena cinemática

Eje de baja, a través de él se transmite el par y soporta el peso de las palas.

Caja de cambios, sirve para aumentar la velocidad de giro, para poder conectar el generador a la red eléctrica. Es un elemento muy pesado, que soporta grandes cargas que puede ser variables. Es muy importante su lubricación y la refrigeración.

Eje de alta, conecta la caja de cambios con el generador eléctrico

Freno mecánico, la normativa impone disponer de 2 frenos, uno de los cuales puede ser aerodinámico, habitualmente suele ser un freno mecánico (freno de aparcamiento)

Control de orientación, para orientar correctamente las palas en la dirección del viento.

2.8.6. Ventajas e inconvenientes de la energía eólica

Ventajas:

- Es un recurso energético renovable.
- Es limpio.
- No contamina.
- Es gratuito.

Inconvenientes:

- Intermitencia de los vientos.
- Dispersión geográfica.
- Impacto ambiental.
- Generación de interferencias.

2.9. Energía del mar

Esta energía procede de las mareas, corrientes marinas, gradiente térmico, olas y otros tantos como los vientos oceánicos y la biomasa marina. La única que esta en desarrollo es la energía mareomotriz. Los inconvenientes de esta energía son el bajo desarrollo tecnológico, elevado coste de instalación, deterioro del paisaje e impacto en la fauna y la flora.

La energía mareomotriz aprovecha el movimiento periódico alternativo de ascenso y descenso del nivel del mar debido a las acciones gravitatorias del sol y la luna. Los factores que influyen en las mareas son el reparto geográfico de los mares y tierras, orografía del fondo marino y fenómenos meteorológicos.

Las magnitudes a tener en cuenta son:

- Periodo, tiempo comprendido entre dos pleamares o dos bajamares (12 horas y 30 minutos)
- Amplitud, diferencia de nivel entre una pleamar y una bajamar consecutivas (amplitudes menores a 5 metros no son viables)

Las centrales mareomotrices aprovecha las mareas embalsando agua del mar en ensenadas naturales y haciéndola pasar por las turbinas hidráulicas.

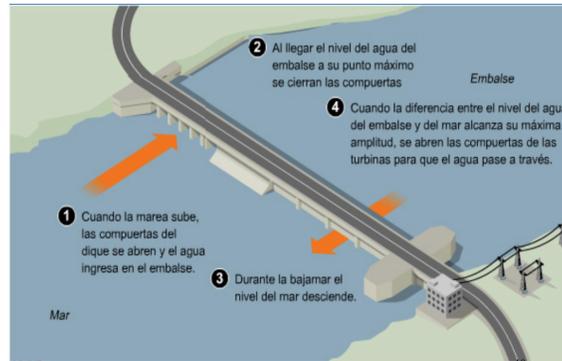


Figura 10: Central mareomotriz

2.9.1. Ventajas e inconvenientes de la energía mareomotriz

Ventajas:

- Es un recurso energético renovable.
- Es silenciosa.
- No contamina.
- Disponible en cualquier clima y época del año.

Inconvenientes:

- Número reducido de horas de utilización.
- No opera para amplitudes menores que el salto mínimo utilizable para el funcionamiento de las turbinas.
- Necesita construir diques y presas.
- Impacto ambiental en los ecosistemas.
- Sólo es aprovechable en zonas muy concretas.

Esta energía busca aprovechar las corrientes marinas. Tiene mayor densidad energética que la energía eólica, el gran inconveniente es que suelen estar colocados en estrechos o desembocaduras de ríos con mucho tránsito marino lo cual causa un impacto en la navegación

Hay distintas tecnologías:

- **Turbinas marinas SeeFlow**, el flujo mueve un rotor bipala cuyo buje puede orientarse en la dirección de la corriente
- **Stingray**, Álabes plano horizontal que varía su ángulo de inclinación para obtener un movimiento ascendente-descendente.

2.10. Biomasa

Consiste en el resultado del proceso de transformación que sufre la materia orgánica de origen animal o vegetal. Mediante este proceso, natural o artificial, se obtienen subproductos que no tienen valor nutritivo, no sirven para fabricar productos y pueden utilizarse como combustible.

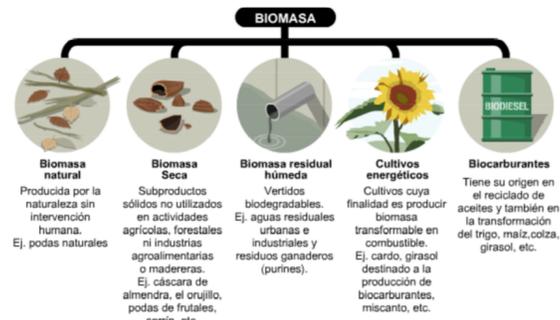


Figura 11: Clasificación de la biomasa

Los desechos orgánicos se transforman en biomasa por descomposición biológica, digestión biológica (fermentación microbiana en ausencia de oxígeno), fermentación (azúcares en etanol y dióxido de carbono) y pirólisis (descomposición por acción del calor en ausencia de oxígeno).

2.10.1. Ventajas e inconvenientes de la biomasa

Ventajas:

- Permite eliminar residuos orgánicos e inorgánicos, dándoles utilidad.
- Es energía renovable
- No genera CO_2 .
- Bajo impacto ambiental.
- Crea empleo

Inconvenientes:

- Pueden emitirse sustancias tóxicas durante la combustión. Por ello, debe utilizarse filtros y temperaturas de combustión elevadas.
- Competencia para uso de la tierra para alimentos
- Requerimientos de fertilizantes, agua y suelo.
- Recurso de baja densidad energética

Tema 3 Almacenamiento de energía

Índice

1. Problema del almacenamiento de la energía	2
2. Tipos de almacenamiento	2
2.1. Almacenamiento mecánico	2
2.1.1. Almacenamiento aire comprimido (CAES)	2
2.1.2. Almacenamiento volantes de inercia	2
2.2. Almacenamiento electroquímico	3
2.2.1. Baterías de flujo (REDOX)	3
2.3. Almacenamiento magnético	4
2.4. Almacenamiento campo eléctrico	4
2.5. Almacenamiento térmico	4
2.6. Almacenamiento con hidrógeno	4
3. Baterías	5
3.1. Regímenes de trabajo	6
3.1.1. Flotación	6
3.1.2. Descarga	6
3.1.3. Carga	7
3.1.4. Sobrecarga	7
3.2. Parámetros característicos	8
3.3. Tipos de baterías	8
4. Grupos electrógenos	9
5. Alimentación Instalaciones de Telecomunicaciones	11

1. Problema del almacenamiento de la energía

La energía eléctrica no puede almacenarse fácilmente. El operador del sistema (REE) tiene como misión establecer el equilibrio entre la energía generada y consumida. Surgen problemas con el aumento de las energías renovables.

La necesidad del almacenamiento de la energía surge por:

- Gestionar las diferencias entre las horas valle y las horas punta.
- Controlar la frecuencia del sistema eléctrico (50 Hz). La tolerancia este parámetro debe ser mínima:
 - Valor medio para redes acopladas por conexiones síncronas: +4 %/-6 %
 - Valor medio para redes sin conexión síncrona (ciertas islas): +/-15 %

La integración de las energías renovables ha hecho darnos cuenta del problema que tenemos con el almacenamiento de la energía. En el ejemplo de la energía eólica hay ocasiones en las que se genera más energía en horas valle y esa energía si no se consume se pierde.

La energía eólica al ser una energía con potencia intermitente y no regulable, no garantiza que llegue la potencia necesaria en ciertos momentos. Por otro lado la predicción a medio plazo es difícil y existe una falta de capacidad de respuesta inercial. En España la producción es baja en verano y alta en horas de bajo consumo eléctrico. (Al año desperdiciamos 2800 MW eólicos (vertidos eólicos))

2. Tipos de almacenamiento

2.1. Almacenamiento mecánico

2.1.1. Almacenamiento aire comprimido (CAES)

Se comprime el aire y se almacena en cavernas o depósitos, durante las horas valle. Durante las horas punta, el aire almacenado se expande en una turbina de gas, produciendo energía eléctrica (y calor reutilizable).

2.1.2. Almacenamiento volantes de inercia

La energía se almacena de forma cinética. Un disco pesado es acelerado por un motor eléctrico durante las horas valle. Durante las horas punta, esa máquina eléctrica funciona como generador, devolviendo energía. La fricción debe mantenerse al mínimo para prolongar el tiempo de almacenamiento: Volante al vacío y cojinetes magnéticos.

Las características de este sistema son:

- Energía: 25kWh-16000 rpm
- Potencia: 100 kW durante 15 minutos
- Cilindro de 1000 kg de fibra de carbono

Las aplicaciones principales son: integración de energía eólica y fotovoltaica, estabilización generación distribuida, soporte de tensión en sistemas ferroviarios, UPS y soporte de reactiva.

COMPONENTE	MISIÓN
Volante de inercia	Almacenamiento de energía
Máquina eléctrica (generador/motor)	Conversión de energía eléctrica en energía mecánica y viceversa
Electrónica de potencia	Conversión de energía eléctrica: AC/DC y DC/AC
Electrónica de control	Control de la electrónica de potencia y de toda la instrumentación auxiliar (alarmas, monitorización, etc.)
Rodamientos	Permitir el movimiento relativo y soportar cargas del eje (radiales y axiales)
Carcasa	Aislamiento del volante

Figura 1: Partes de almacenamiento volante de inercia

2.2. Almacenamiento electroquímico

La energía es almacenada o liberada mediante reacciones electroquímicas que transportan electrones a los electrodos conectados por un electrolito, para llevar a cabo reacciones redox. (Baterías)

Una de las múltiples aplicaciones de este sistema es el sistema de almacenamiento doméstico, equipos de comunicaciones, centros de datos, integración de energía eólica y fotovoltaica...

2.2.1. Baterías de flujo (REDOX)

Ventajas:

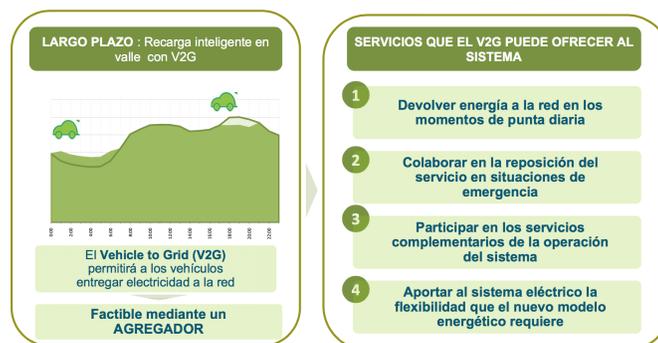
- Gran potencia de salida
- Recarga muy rápida

Inconvenientes:

- Precio alto
- Causa problemas medio ambientales

El vehículo eléctrico obligaría al sistema eléctrico español a disponer de más almacenamiento eléctrico, aunque actualmente dispongamos de capacidad para 6.5 millones de coches sin ninguna inversión adicional en activos de generación y transporte.

Los servicios que podrán ofertar los vehículos eléctricos serían:



Las baterías de los coches eléctricos una vez acabada su vida se pueden reutilizar para reparar partes de otras materias o incluso en algunas energías renovables.

2.3. Almacenamiento magnético

El sistema de bobinas superconductoras almacena la energía en el campo magnético creado por el flujo de corriente en una bobina superconductor. La bobina se enfría criogénicamente a temperaturas inferiores a la crítica, para que no pierda carga. La mayor parte de las pérdidas se encuentra en los inversores/rectificadores. (2-3 % en cada sentido).

2.4. Almacenamiento campo eléctrico

Almacenan energía eléctrica en forma de cargas electrostáticas confinadas en unos **supercondensadores**. Las características de este sistema son: Altas capacidades (1-5000 F), densidad de energía (1-10Wh/kg), densidad de potencia (1-10kW/kg), tiempo de descarga y carga (segundos-minutos), 10^6 ciclos, 1-500 V, rendimiento del 95 %-99 %, muy baja autodescarga, elevado precio, sin mantenimiento, no dispone de elementos tóxicos y tiene resistencia a condiciones adversas de temperatura.

2.5. Almacenamiento térmico

Utilizan sal fundida como elemento de almacenamiento de calor. permite generar energía termsolar con mal tiempo o de noche.

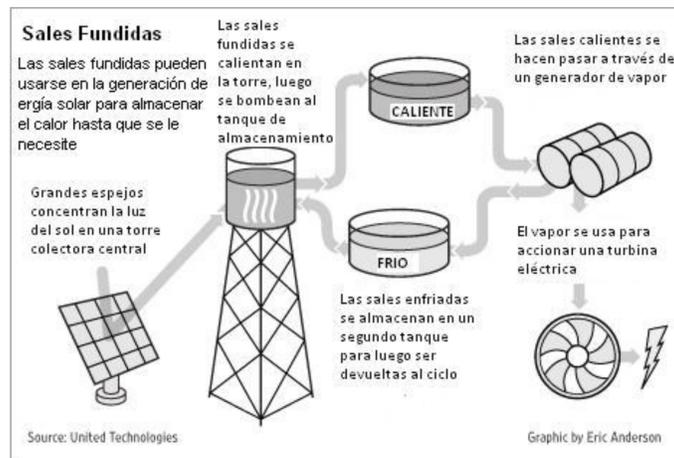


Figura 2: Proceso de almacenamiento térmico

Algunos de los beneficios serán: genera energía limpia y segura que preserva el medio ambiente para generaciones futuras, tiene capacidad para suministrar energía a una ciudad de 30000 habitantes, es eficiente energéticamente al asegurar la producción eléctrica durante unas 6500 horas al año y, además, ahorra más de 50000 toneladas/año en emisiones de CO_2

2.6. Almacenamiento con hidrógeno

Durante las horas valle se genera hidrógeno y delibera en horas punta utilizando pilas de combustible. Es utilizada para energía renovables, nuclear y combustibles fósiles mediante diferentes procesos (termólisis, electrólisis, reformado y gasificación).

Termólisis: Divide la molécula de agua en hidrógeno y oxígeno mediante energía térmica.

Electrólisis: Divide la molécula de agua en hidrógeno y oxígeno mediante energía eléctrica.

Reformado y gasificación: Por medio de reacciones químicas, convierten combustibles orgánicos y fósiles en hidrógeno, liberando CO_2

El almacenamiento del hidrógeno se puede hacer de varias formas: almacenamiento líquido, sólido o gas a presión.

Criterios para evaluar las tecnologías de almacenamiento:

- 1. Eficiencia.** Los dispositivos de almacenamiento presentan pérdidas. Para evaluar la eficiencia se tiene que tener en cuenta el ciclo completo: carga, mantenimiento de carga y descarga.
- 2. Durabilidad.** El tiempo de vida dependerá en algunos casos del número de ciclos de carga y descarga, profundidad del ciclo, nivel de no retorno en la descarga y envejecimiento.
- 3. Densidad de energía y potencia de almacenamiento.** Son relevantes para la evaluación de la relación energía/potencia de una tecnología y para determinar el volumen y peso de una solución dada. Estas son características importantes para las aplicaciones con espacio y peso limitado, como el transporte o aparatos móviles y para su instalación en zonas urbanas o edificios donde el espacio es limitado.
- 4. Fiabilidad.** Probabilidad que un dispositivo funcione durante un periodo de tiempo especificado.
- 5. Tiempo de respuesta.** Desde unos milisegundos a algunos minutos.
- 6. Capacidad de almacenamiento: potencia y energía.** En algunas aplicaciones es preciso disponer de una alta capacidad de almacenamiento de energía mientras que otros casos se requieren sistemas con gran capacidad de potencia.
- 7. Coste de la energía almacenada.** El precio del kWh almacenado puesto de nuevo en la red eléctrica comparado con el coste del kWh generado y puesto también en la red (Costes LCD "Levelized Cost of the Energy")

3. Baterías

Dispositivo que convierte la energía química contenida en un material activo en energía eléctrica mediante un proceso de oxidación reducción.

Tiene tres elementos: ánodo (electrodo de oxidación), cátodo (electrodo de reducción) y electrolito (conductor iónico, proporciona el medio de transferencia de iones dentro de la celda).

Las baterías son fuentes de energía en corriente continua imprescindibles en:

- Equipos portátiles
- Sistemas aislados de la red eléctrica
- Como complemento o sustitución del generador principal de energía primaria el sol o el viento
- Como elemento de energía en sistemas que utilizan la red general como energía primaria.

Se les exige: larga vida, fácil instalación, bajo coste, bajo peso y pequeño volumen, sencillez en la técnica de carga, altos rendimientos, fiabilidad de funcionamiento, durabilidad mecánica, protección contra cortocircuitos, bajo coste de mantenimiento, ser ecológicas, poco contaminantes, seguras...

Las baterías son una fuente de energía muy importante, debido al número de aplicaciones en que son utilizadas. El incremento de su uso se debe al avance tecnológico en el mundo electrónico, lo que implica bajas necesidades de potencia por mejora del rendimiento, al desarrollo y utilización de equipos portátiles y a la mejora en las características y funcionamiento de las propias baterías.

Ventajas:

- Autonomía y adaptabilidad
- Disponibilidad
- Bajo mantenimiento
- Alto rendimiento
- Buen acumulador de energía

Inconvenientes:

- Alto coste
- Uso para su elaboración de materiales críticos
- Vida limitada

Existen de diferentes tamaños y capacidades, desde 3mAh (relojes y memorias) hasta 20kAh (submarinos y alimentaciones de emergencia)

La **capacidad nominal** es la cantidad de energía que una batería está en condiciones de suministrar en régimen de descarga a corriente constante, hasta alcanzar la tensión mínima preestablecida. Se mide en amperios/hora. Se fija para una corriente de descarga, variando con dicha corriente.

Existen dos tipos **clasificación:**

- Posibilidad de recarga
 - Baterías primarias (no recargables): bajo coste, peso y mantenimiento
 - Baterías secundarias (recargables): Autodescarga apreciable, buen funcionamiento a bajas temperaturas y curva de descarga plana
- Vida limitada
 - Transportables: De potencias pequeñas o medias, de diferente composición, utilizadas en equipos portátiles. Las de gran potencia (plomo-ácido) son utilizadas para el arranque de grupos electrógenos.
 - Estacionarias: Utilizadas como acumuladores de energía en previsión de tener que sustituir a la energía principal si falla. Para medias y grandes potencias, suelen ser de plomo ácido (abiertas o cerradas). Para medias y bajas potencias suelen ser alcalinas.

3.1. Regímenes de trabajo

3.1.1. Flotación

Es el régimen característico de una batería que forma parte de un sistema de emergencia. Se caracteriza porque la batería en este estado esta cargada permanentemente, con posibilidad de funcionamiento correcto, en caso de ser demandada su energía. La batería se conecta en paralelo con la fuente de energía principal y con la carga.

La fuente de energía principal es la encargada de mantenerla siempre cargada, compensando la pequeña autodescarga que puede sufrir. La batería en este estado esta sometida a una tensión, llamada tensión de flotación, característica de la batería y dada por el fabricante, que compense su autodescarga. Esta es la tensión mínima que es necesario aplicar permanentemente una batería a fin de mantenerla en condición 100 % cargada. El valor de la tensión de flotación depende del tipo de tecnología empleada en la manufactura de la batería. Las baterías de flotación aparecen en todo sistema que exija la fiabilidad de servicio

3.1.2. Descarga

La descarga produce una disminución de la tensión, inicialmente lenta, seguida de una disminución más rápida hasta llegar a una tensión final de descarga que depende de la intensidad de la corriente de descarga, también denominada DoD. La **profundidad** de descarga se establece normalmente como un porcentaje de la capacidad nominal en amperios-hora; un 0 % de profundidad de descarga significa que no hay descarga. Son,

por tanto, los amperios/hora extraídos de una batería plenamente cargada expresados en % de la capacidad nominal.

Puesto que la capacidad utilizable de una batería depende de la velocidad de descarga y la tensión admisible al final de la descarga, la profundidad de la descarga debe estar definida para mostrar de qué forma se va a medir. Debido a las variaciones en la fabricación y el envejecimiento de la batería, la profundidad de descarga para la descarga completa puede cambiar con el tiempo y los ciclos de descarga. En general, un sistema de baterías recargable va a tolerar más ciclos de carga y descarga si la profundidad de descarga es más baja en cada ciclo.

La tensión con la descarga va disminuyendo porque la transformación de la masa activa que va impidiendo el paso del electrolito a las partes internas, produce una disminución del ritmo de reacción y una disminución de la conductividad. Los materiales tienen una resistencia interna al paso de la corriente. En el caso ideal la descarga ocurrirá al voltaje teórico hasta que la acumulación de los productos de descarga aumenten la resistencia interna y la tensión caiga. A exigencias de la descarga son mayores, corriente demandada mayor, la caída de tensión debida a la resistencia interna es mayor.

Sobre la descarga influyen algunos otros parámetros, como la **temperatura**: A bajas temperaturas se reduce la capacidad química y se incrementa la resistencia interna. A altas temperaturas el deterioro químico puede ser suficientemente rápido para que las pérdidas de capacidad y tensión sean considerables.

Los **métodos de descarga** son: Resistencia constante, corriente constante, potencia constante e intermitente.

3.1.3. Carga

Es el proceso a que se somete a una batería para recuperarla después de haber sufrido una descarga. Es posible cargar una batería secundaria conectándola a una fuente de corriente continua. La tensión de carga está condicionada a que la corriente de carga no supere un valor impuesto por el fabricante y denominado $I_{m\acute{a}x}$. Este valor máximo admisible de corriente de carga será una fracción ($1/F$), expresada en amperios, del valor de la capacidad nominal de la batería.

$$I_{Cmax} = \frac{C_{nominal}}{F} (A)$$

F depende del tipo de batería.

Durante la carga es preciso vigilar la temperatura del electrolito en cada uno de los elementos que no debe superar los 40°C. A la hora de cargar una batería hay que tener en cuenta su rendimiento, que aunque es elevado (aprox. 90 %) obliga a que en condiciones normales una batería de Pb-ácido deba recibir una carga un 15 % superior a los Amperios/hora descargados y en las alcalinas un 30 %.

Después de un periodo de descarga, se carga según:

- Carga a corriente constante, hasta alcanzar una determinada tensión
- Después, carga a tensión constante, disminuyendo la corriente absorbida hasta que se restablece el régimen de flotación.

3.1.4. Sobrecarga

No se debe someter las baterías a cargas excesivas, excepto:

- Después de repetidas cargas insuficientes
- Cuando la densidad del electrolito en algún elemento sea inferior en 0.01 gr/cm² o superior al valor medio de toda la batería.
- Una vez cada tres meses (carga de igualación), si la tensión de flotación está por debajo de 2,2V, en el caso de baterías utilizadas como sistema de emergencia.

3.2. Parámetros característicos

Tensión de reposo, también llamada f.e.m, depende de la composición y de la densidad del electrolito.

Tensión nominal: Tensión que la batería es capaz de dar recién iniciado el proceso de descarga.

Tensión de descarga: Depende de la intensidad de la corriente de descarga y del tiempo. Cuanto más elevada sea la corriente de descarga y mayor el tiempo de descarga tanto más baja será.

Tensión de flotación (mantenimiento): Es la tensión que se debe aplicar a la batería para compensar la autodescarga.

Tensión final de descarga: Es la tensión que no se puede sobrepasar sin peligro de que la batería no pueda ser reconstruida químicamente.

Capacidad nominal: Es la cantidad de energía que una batería está en condiciones de suministrar en régimen de descarga a corriente constante, hasta alcanzar la tensión mínima preestablecida. Se mide en Amperios/hora, se fija para una corriente de descarga, variando dicha corriente y se establece a una temperatura, normalmente 20°C.

La capacidad extraíble de una batería disminuye en razón inversa a la corriente de descarga, sin sobrepasar la tensión límite de descarga.

$$\text{Rendimiento} = \frac{\text{Amperios/hora extraídos}}{\text{Amperios/hora suministrados}}$$

$$\text{Factor de carga} = \frac{\text{Amperios/hora suministrados}}{\text{Amperios/hora extraídos}}$$

Otros factores a tener en cuenta son: composición, número de elementos (determinado por lim sup. e inf. de tensión impuesto por el equipo, así como la potencia demandada por dicho equipo).

$$\text{Capacidad nominal} = \text{tiempo de emergencia} \times \text{IHV} \times \text{factor de correccion}$$

Donde IHV es el valor medio de corriente, durante el tiempo de trabajo.

Duración y condiciones de almacenamiento: Las baterías son productos perecederos, se deterioran durante el almacenamiento debido a su autodescarga, que depende, del tipo de batería, de la temperatura y del tiempo en reposo.

Mantenimiento: las baterías con nuevas tecnologías y en aplicaciones estacionarias son un simple componente del sistema, para que sea posible su utilización en cualquier momento se le dota al sistema de un equipo inteligente de medidas cuyo software permita analizar: el nivel del electrolito, el nivel de tensión, temperatura, finalización de la carga, evaluar los resultados para asegurar que la batería esté totalmente cargada cuando se demande su entrada en funcionamiento.

Protecciones: Las protecciones de las que se dotan a las baterías van encaminadas a prevenir o minimizar: Cortocircuitos, tensión inversa, carga de baterías primarias e inapropiado control de carga.

3.3. Tipos de baterías

Baterías alcalinas: níquel-cadmio o hierro-níquel

- Baja resistencia interna
- Trabajan bien a bajas temperaturas
- No existe corrosión
- Tiempo de almacenamiento alto
- Menos rendimiento que las de Pb-ácido

- Caras
- No varía su densidad con la carga
- Efecto memoria

Baterías de níquel-hidruro metálico

- Utilizada en teléfonos móviles, cámaras de video, ordenadores...
- Alta capacidad
- Carga rápida
- Tensión similar a la del níquel-cadmio
- Vida media alta
- Amplio intervalo de temperaturas de trabajo
- Materiales más ecológicos que las de níquel-cadmio o plomo-ácido

Baterías de litio

- Utilizan litio como electrodo negativo
- Altas tensiones nominales
- Alta densidad de energía
- Poco peso
- Manejo del litio metal difícil
- Difícil disponibilidad de litio

4. Grupos electrógenos

Un grupo electrógeno es capaz de suministrar energía eléctrica alterna de 50Hz, monofásica o trifásica. Se pueden clasificar en:

- **Fijos, manuales o automáticos**, utilizados como sistema de emergencia para sustituir la red general de distribución de energía eléctrica, bien por la imposibilidad del suministro o bien por fallo de la misma. Es decir, fallo o corte de red, fallo de alguna fase y caída de un 20% del valor nominal de la tensión de red.
- **Móviles**, pueden ser transportados y utilizados en lugares donde el acceso a la red general de distribución de energía eléctrica es difícil o costoso.

También se puede hacer una clasificación en función de la potencia de grupo, esta potencia será la necesaria para garantizar el funcionamiento de las cargas a los que suministre energía como diferentes equipos de telecomunicación. Las potencias están normalizadas, pudiéndose encontrar grupos de 5, 10, 50,100,200KVA. En relación con las potencias irán los tamaños, los grupos de 4kVA pesan aproximadamente de 65 a 125kg, los de 15,50,100 kVA de 1000 a 3000kg.

Se hace imprescindible el uso de al menos un grupo electrógeno como sistema de emergencia en sustitución de la red en grandes centrales telefónicas, estaciones de radio estratégicas y en general, en todos los sistemas de telecomunicación que exijan alimentación ininterrumpida.

Su uso está indicado también para cargas que se tengan que alimentar en alterna de 50Hz, por estar aisladas sin posibilidad de conectar a red.

Constitución: Un grupo electrógeno consta de:

- Motor primario (diesel, gasolina), suministra energía mecánica para hacer funcionar el alternador
- Alternador, proporcionan tensión trifásica o monofásica a plena carga y con rendimiento del 95 %
- Cuadro de maniobra y control
- Elementos auxiliares para refrigeración, lubricación, depósito de combustible, evacuador de gases...

El alternador tiene el inducido en el rotor lo que obliga a utilizar anillos colectores y escobillas como método de conexión de las espiras donde se inducen corrientes y tensiones en el alternador (girando a velocidad angular, ω) con la carga que está quieta. Para evitar los problemas tanto de coste como de mantenimiento de anillos colectores y escobillas, se han hecho variados estudios a lo largo de los últimos años que han llevado a diferentes configuraciones.

Para evitar el uso de escobillas, se utilizan convertidores electrónicos de energía, también llamados convertidores estáticos. En los convertidores estáticos, basados en electrónica, no aparece el movimiento de ninguna de las partes del convertidor.

En el alternador, autoexcitado en un principio, el inducido está en el estator y por tanto el rotor lleva el devanado creador del campo inductor. El devanado inductor es recorrido por una corriente continua procedente de un rectificado trifásico que recibe corrientes trifásicas del rotor de la excitatriz(inducido). El rectificador trifásico y el inductor del alternador forman un todo solidario y giratorio a una determinada velocidad. Todos los demás circuitos están quietos o estáticos.

También se utiliza un rectificador trifásico para rectificar las corrientes de salida del alternador y alimentar el devanado inductor de la excitatriz que en definitiva es un convertidor electromagnético llamado generador síncrono.

Paneles de control: Toda la instalación fija de grupos electrógenos para su correcto funcionamiento precisa del control de los elementos básicos que la componen (motor diesel, alternador), como también de una serie de elementos auxiliares:

- Transformadores de intensidad para protecciones
- Contador de horas de funcionamiento
- Voltímetro y frecuencímetro
- Tres amperímetros
- Vatímetro trifásico

Tareas de mantenimiento preventivo

- Revisar el nivel de aceite del motor con el motor frío
- Nivel de refrigerante
- Nivel de combustible (grupos de emergencia)
- Comprobar salidas y entradas de aire

- Comprobar niveles de las baterías y su tensión en bornes

En grupos instalados para emergencia se ha de arrancar al menos una vez al año y hacer que funcionen un tiempo determinado por el fabricante.

5. Alimentación Instalaciones de Telecomunicaciones

Conectadas a la red eléctrica: Conectadas al suministro eléctrico llega directamente desde la red eléctrica con elevado coste de infraestructura, con bajo mantenimiento y el coste de la energía es medio.

A través de generadores diesel: El suministro eléctrico proviene directamente de generadores diesel: dos grupos en principio con funcionamiento alterno 50 %-50 % del tiempo. Elevado coste de infraestructura, de mantenimiento y de combustible.

Haciendo uso de **energías renovables**, el suministro de energía se realiza a través de fuentes de energía renovables. Alto coste en infraestructuras, bajo mantenimiento y coste muy bajo o sin coste en combustible.

En una instalación de telecomunicaciones aislada la alimentación esta compuesta por dos grupos electrógenos que funcionan de modo alterno (50 %-50 %). La potencia generalmente de estos grupos esta entre 5 y 10kW, para satisfacer una demanda energética de entre 120 y 1000kWh. Este tipo de instalaciones requiere una importante dedicación en cuanto al mantenimiento, con los consiguientes servicios de mantenimiento, cambio de aceite, filtros, así como la reposición de combustible (gasoil). Hoy en día se podría hacer la alimentación con energías renovables y el grupo electrógeno pasaría a equipo de emergencia.

La instalación incorpora respecto a la anterior un convertidor electrónico que se le hace funcionar como rectificador y como inversor y un banco de baterías. Se reduce de 2 a 1 los grupos electrógenos, que puede pasar a funcionar entre 7 y 12 horas al día reduciendo el consumo de combustible y mantenimiento hasta un 50 %. El funcionamiento del sistema es totalmente automático, y el suministro de energía se realiza principalmente desde la batería y el inversor. El inversor vigila el estado de la batería y el de los consumos, de modo que ante la detección de un estado de batería baja o un pico de consumo, arrancará el grupo electrógeno.

Durante el funcionamiento del grupo electrógeno, la energía consumida por la instalación se suministra desde el generador diesel, y el excedente se emplea en recargar la batería, aprovechando el máximo la energía generada en sus horas de funcionamiento, una parte para el consumo directo y otra parte para la recarga de la batería. Una vez las condiciones que se dieron para arrancar el generador desaparecen, la batería se ha recargado, el inversor dará la señal de parar el grupo electrógeno y la instalación seguirá trabajando sin ningún tipo de corte o interrupción en igualdad de condiciones.

Sobre la instalación anterior donde ya contamos con la instalación de un grupo electrógeno, inversor/rectificador, baterías, se añade la instalación de paneles solares fotovoltaicos. En función de la cantidad y potencia de paneles solares instalados, el generador pasará de funcionar entre 7 y 12 horas al día, a funcionar entre 2 y 6 horas al día, reduciendo el consumo de combustible y mantenimiento inicial hasta un 75 %. Al igual que en el caso anterior, el funcionamiento del sistema es totalmente automático, y el suministro de energía se realiza principalmente desde la batería y el inversor.

Los paneles solares fotovoltaicos van a ir recargando el banco de baterías en función de la radiación solar, y el inversor programado, vigilará en cada momento es estado de la batería y el de los consumos, arrancando automáticamente el grupo electrógeno en caso necesario. Durante el periodo de trabajo del grupo electrógeno, este suministra la energía consumida por la instalación y el excedente se emplea en recargar la batería.

La instalación totalmente autónoma incorpora las energías renovables solar y eólica por medio de paneles solares y un aerogenerador. Ambos sistemas pasan a cargar independientemente el banco de baterías. Desde el banco de baterías y a través del inversor/rectificador se suministra la energía necesaria para cubrir las necesidades de la instalación. Si hubiera algunos consumos en corriente continua, se suministran directamente desde el banco de baterías.

Para garantizar la instalación, se recomienda el uso de un grupo electrógeno exclusivamente para emergencias y/o momentos puntuales, de modo que tanto el mantenimiento como el consumo de combustible se reduce prácticamente en su totalidad. El funcionamiento del sistema es totalmente automático, y el suministro de energía se realiza principalmente desde la batería y el inversor, gracias a la energía generada tanto por el aerogenerador como los paneles solares.

El inversor, vigilará en cada momento el estado de la batería y el de los consumos, arrancando automáticamente el grupo electrógeno en caso necesario, y desconectándose una vez las condiciones que se dieron para arrancar desaparecen.

Tema 5 Transformadores

Índice

1. Reluctancia	2
2. Propiedades de los núcleos magnéticos	3
3. Curvas de imanación o de magnetización	5
4. Pérdidas en las máquinas eléctricas	6
4.1. Pérdidas mecánicas	6
4.2. Pérdidas eléctricas	6
5. El transformador	7
6. Aspectos constructivos	8
6.1. Núcleo	8
6.2. Devanados	8
6.3. Sistema de refrigeración	8
6.4. Elementos de protección	9

1. Reluctancia

Consideramos un núcleo de material magnético sobre el que se ha devanado una bobina de N espiras. En cierta forma se puede comparar un circuito magnético con uno eléctrico. En el circuito magnético representado, la bobina produce un flujo magnético ϕ que se establece por igual por todo el núcleo, si el material es homogéneo. Al existir N espiras por las que circula una corriente i , el campo magnético lo producirán las N espiras, al producto $N * i$ se le llama f.m.m fuerza magnetomotriz y se mide en amperios-vuelta.

Aplicando la ley de Ampere para campos cuasiestacionarios:

$$\oint_c \vec{H} d\vec{l} = \int_S \vec{J} d\vec{S} = \sum i = Ni = f.m.m$$

La circulación del campo H a lo largo de un camino cerrado es igual a la suma de las corrientes que atraviesan cualquier superficie apoyada en el camino. La f.m.m es la causa de que se establezca un flujo magnético en un circuito. (dirección de la corriente, regla de la mano derecha).

Si el material es homogéneo e isótropo la magnitud H es la misma en todo el recorrido, la anterior ecuación se transforma en la ecuación escalar:

$$Hl = Ni = f.m.m$$

La longitud l representada es la longitud media recorrida y H representa la intensidad del campo magnético (A/m).

Flujo magnético: cantidad de líneas de fuerza que salen por un polo, se representa por ϕ y su unidad es el Weber (Wb).

Inducción magnética: Se define como la cantidad de líneas de fuerza que atraviesan perpendicularmente una unidad de superficie. Se representa por \mathbf{B} y sus unidad son Tesla o Gauss.

Entre los campos B y H existe la siguiente relación $\vec{B} = \mu\vec{H}$. En los materiales homogéneos e isótropos se cumple la relación modular $B = \mu H$ ya que B y H son uniformes y los campos vectoriales correspondientes tienen la misma dirección y sentido. La permeabilidad (μ) varía con el medio, en los materiales ferromagnéticos tiene un valor muy elevado y no es uniforme, para los demás materiales es uniforme y su valor es prácticamente constante e igual a la del vacío.

Reluctancia:

$$R = \frac{1}{\mu S}$$

Ley de ohm del magnetismo:

$$A\Phi = \frac{f.m.m}{R}$$

Se le llama ley de Ohm del magnetismo, porque puede establecerse una analogía con la ley de Ohm para el caso de los circuitos eléctricos. El flujo se asemeja a la corriente eléctrica, la fuerza magnetomotriz a la tensión y la reluctancia a la resistencia, de forma que bajo ciertas condiciones de campos no variables, se pueden analizar los circuitos magnéticos, como si fueran circuitos eléctricos.

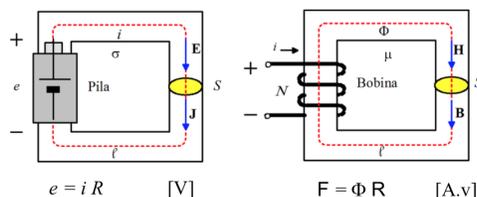


Figura 1: Comparación de circuito eléctrico con magnético

A la vista de esta expresión de la ley de Ohm del magnetismo, se pone de manifiesto, que la reluctancia representa para el campo magnético lo mismo que la resistencia eléctrica para el campo eléctrico, de forma que si se quiere confinar un determinado campo magnético en un determinado espacio, y evitar que se disperse, hay que colocar en ese espacio aquellos medios materiales que ofrezcan baja resistencia, es decir, baja reluctancia, a los campos magnéticos. Los materiales que cumplen con estas características son los **materiales ferromagnéticos**. Cuanto más elevada sea la permeabilidad, mejor calidad ofrecerá el material.

Limitación de los circuitos magnéticos:

- La corriente eléctrica circula por el conductor, mientras que el flujo magnético no queda confinado en el núcleo (dispersión).
- Cuando hay esquinas, el camino medio y la sección utilizadas en la evaluación de la reluctancia son solo aproximadas.
- En materiales ferromagnéticos, la permeabilidad varía con el flujo de forma no lineal (la resistividad no varía con la corriente).
- En los entrehierros las líneas de campo se expanden (aumenta el área efectiva).

2. Propiedades de los núcleos magnéticos

En las máquinas eléctricas, la densidad de flujo (**B**) es muy alta con f.m.m (fuerza magnetomotriz) relativamente bajas (**H**). Si **B** es muy elevada se producirá elevada fuerza magnética y elevada energía almacenada.

El material define un camino para el magnético. En el tramo permite mayor acoplamiento entre las bobinas y una menor corriente de excitación. En las máquinas rotativas conduce el flujo, produciendo un mayor par.

En un material ferromagnético la permeabilidad es mucho mayor que 1 ($B = \mu H = \mu_0 \mu_r H$), además tiene una variación no lineal. Por otro lado tiene memoria ya que depende de la historia pasada lo que nos lleva a representarlo mediante los ciclos de histéresis.

El ciclo de histéresis consiste en que a medida que se va imantando el material al hacer pasar por la bobina una determinada corriente, se recorre una rama de la curva, mientras, que cuando se va disminuyendo dicha corriente de magnetización, se recorre otra rama, por lo que se forma el ya mencionado ciclo de histéresis, tal y como se refleja en la figura en la que se indican los sentidos de magnetización a medida que varía la corriente (campo H).

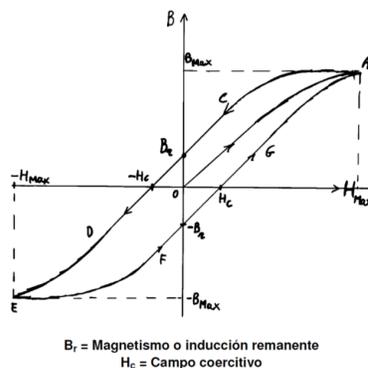


Figura 2: Ciclo de histéresis

A continuación se adjuntan otras figuras donde se puede observar cómo puede variar el ancho del ciclo de histéresis según el tipo de material magnético utilizado:

- Materiales blandos: curva ancha
- Materiales duros: curva estrecha.

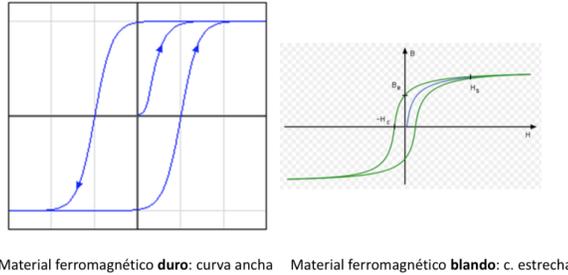


Figura 3: Ejemplos de ciclo de histéresis en materiales duros y blandos

Si queremos pocas pérdidas de energía en AC: Materiales blandos (ej: transformador)

Si queremos mucha memoria magnética: Materiales duros (ej: Electroimán)

Lo primero que nos llama la atención de estas curvas de magnetización es, como anteriormente se indicó que la relación entre la corriente y el flujo o entre el campo \mathbf{H} y el campo \mathbf{B} es no lineal, es decir, que μ , la permeabilidad magnética es no lineal en los materiales magnéticos y que además tiene memoria (ciclo de histéresis). Estas dos características, ambas no lineales, serán las responsables de la aparición de **fenómenos de distorsión** en el funcionamiento de las máquinas eléctricas (transformadores, motores y generadores).

A continuación presentamos la curva de imanación o magnetización, que es la que suelen dar los fabricantes de los materiales magnéticos con los que se construyen las máquinas, en vez de las curvas de histéresis.

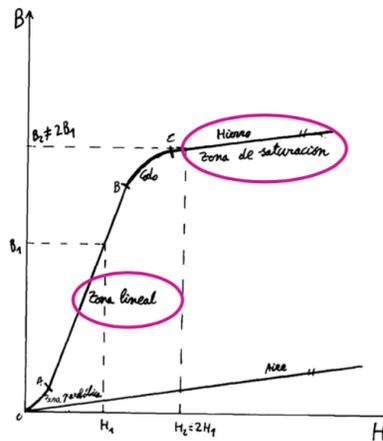


Figura 4: Ejemplo de curva de imanación y magnetización

Podemos distinguir claramente dos zonas:

- **Zona lineal**, que se corresponde con bajos valores de intensidad de campo magnético \mathbf{H} , es decir de bajas corrientes de excitación.

- **Zona no lineal**, para valores altos de intensidad de campo magnético, que provoca la aparición de una zona de saturación, en la que un incremento del campo \mathbf{H} , no le corresponde, proporcionalmente, el mismo incremento de inducción magnética \mathbf{B} (o lo que es lo mismo flujo ϕ)

3. Curvas de imanación o de magnetización

La curva de imanación o de magnetización de una máquina eléctrica representa la relación que existe entre la intensidad que circula por la bobina que genera el campo inductor o magnético, aunque normalmente se utilizan amperios-vuelta (es decir el producto $N * i$), en el eje de abscisas y el flujo útil que dicho inductor genera en el eje de ordenadas.

También se suele representar en el eje de abscisas la intensidad de campo magnético \mathbf{H} y en el eje de ordenadas la inducción magnética \mathbf{B} . La forma de la curva de magnetización de la máquina depende de la configuración de la máquina y del tipo de material utilizado en las diferentes partes del circuito magnético.

La mayor parte de la reluctancia del circuito magnético es debida al entrehierro, ya que al ser $\mu = \mu_0$, el valor de la reluctancia ($\frac{l}{\mu_0 S}$) es muy grande, no siéndolo tanto para la parte magnética, en la que, y en una primera aproximación, μ puede considerarse casi infinita, lo cual supone una reluctancia muy pequeña.

Si se tiene sólo en cuenta el entrehierro:

$$\phi = \frac{f.m.m}{Rel} = \frac{Ni}{\mu_0 S}$$

Por lo tanto, la curva de imanación viene representada por una recta cuya pendiente es constante e igual a:

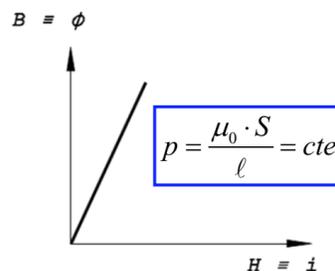


Figura 5: Curva imanación y magnetización

Si se tiene en cuenta la permeabilidad magnética del material, entonces la representación anterior es función del ciclo de histéresis del mencionado material, con lo que la curva de imanación ya no es una recta, si no que se va curvando según se indica en la figura que se adjunta:

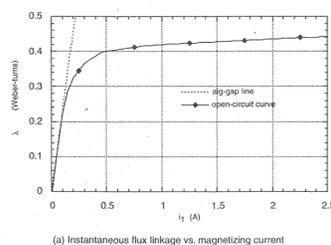


Figura 6: Ejemplo de curva de imanación y magnetización de un transformador

4. Pérdidas en las máquinas eléctricas

4.1. Pérdidas mecánicas

Debidas fundamentalmente a las pérdidas originadas por los ventiladores (**pérdidas por ventilación**) que llevan acoplados muchos motores, especialmente los trifásicos para su propia refrigeración y que suelen ser proporcionales al cuadrado de la velocidad.

Además se tienen las pérdidas debidas a la fricción de las partes móviles, en especial, debido a los cojinetes del eje del rotor. Estas pérdidas por fricción son proporcionales a la velocidad de giro.

4.2. Pérdidas eléctricas

- **Pérdidas en el cobre:** debidas a las pérdidas por efecto Joule (por calentamiento) de los conductores, y que son de la forma RI^2 , donde R es resistencia del devanado e I es la corriente que lo atraviesa
- **Pérdidas en el hierro:**
 - Pérdidas por **histéresis:** Hacen referencia a la energía que es necesario aplicar al núcleo magnético de la máquina para imantarlo. Este tipo de pérdidas es proporcional al área del ciclo de histéresis de la curva de magnetización. Para calcularlo se emplea una fórmula empírica aproximada, debida a Steinmetz:

$$P_H = K_H f v B_{max}^\alpha$$

Donde K_H es el coeficiente de pérdidas, f es la frecuencia, v es el volumen del material magnético, B es el valor de la inducción máxima, α es el coeficiente de Steinmetz, que puede tomar valores entre 1.6 y 2.5, aunque su valor típico es de 2.

- Pérdidas por **corrientes de Foucault:** En todo material magnético sometido a un flujo magnético variable, se inducen en diferentes puntos de dicho material unas fuerzas electromotrices que al no ser este tipo de materiales aislantes, provocan que circulen a través de él unas corrientes, denominadas corrientes de Foucault que se oponen a la inducción magnética (ley de Lenz) y que además provocan el calentamiento del núcleo magnético y por tanto pérdidas.

Para reducir este tipo de pérdidas lo que se hace es aumentar la resistividad del material magnético, para lo cual, se alza el hierro con silicio y además se fabrica en forma de chapas finas con un barniz aislante (carlite) para disminuir aún más las corrientes de Foucault.

Para medir estas pérdidas se utiliza también una fórmula empírica, que da las pérdidas en vatios por kilogramo de material del núcleo magnético:

$$P_F(W/Kg) = K_F e^2 f^2 B_{max}^2$$

Donde K_F es un coeficiente de pérdidas, e es el espesor de la chapa, f es la frecuencia y B es la inducción magnética.

Nota: Es habitual que el fabricante de las chapas ofrezca unas curvas en las que se indican las pérdidas en el hierro.

Las pérdidas en las máquinas eléctricas también se pueden clasificar en :

- Pérdidas fijas: no dependen de la potencia absorbida o cedida por la máquina :
 - Pérdidas por histéresis
 - Pérdidas mecánicas: La velocidad de las máquinas habitualmente es constante, por ello, las pérdidas mecánicas suelen considerarse fijas.

- Pérdidas variables: Son aquellas que dependen de la potencia, como las pérdidas en el cobre.

En un transformador los devanados son fijos, no existen pérdidas mecánicas, por lo que las pérdidas variables serán debidas al cobre y las pérdidas fijas serán debidas al hierro: Pérdidas por Histéresis y pérdidas por corrientes de Foucault.

5. El transformador

El transformador se define como una máquina de inductor e inducidos fijos (sin movimiento), de flujo variable y conexiones fijas con el circuito exterior.

El **inductor** es el devanado encargado de generar el campo magnético, es el devanado que recibe la energía del exterior.

El **inducido** es el devanado encargado de los campos magnéticos generados por el inductor, es el que entrega energía al receptor o carga.

A las bobinas que forman el inductor se le denomina primario y a las del inducido se le denomina secundario.

Las denominaciones de primario y secundario no son intrínsecas a los devanados, sino que dependen de la forma en que estos están conectados al resto del circuito exterior. Así, el primario es siempre el que recibe energía del exterior y el secundario el que entrega energía al receptor o carga. Puede que haya más de un devanado en el secundario, cuando sean necesarias más tensiones de salida.

Un transformador puede considerarse como el conjunto de dos grupos de arrollamientos eléctricamente independientes y acoplados entre sí por medio de un circuito magnético.

La función del transformador es realizar la transformación de energía eléctrica del primario al o los secundarios en cuanto a sus niveles de tensión y corriente se refiere. Modifica el nivel de tensiones con muy buen rendimiento y pocas pérdidas.

En aplicaciones de transporte y distribución de energía eléctrica, los transformadores pueden ser elevadores de tensión o reductores de tensión.

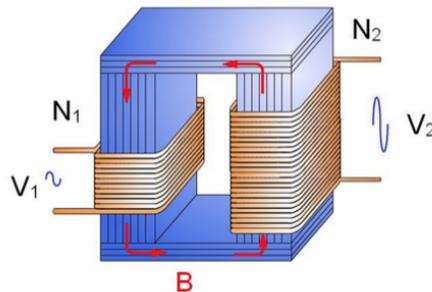


Figura 7: Representación de un transformador

Aumentando la tensión en el transporte, la corriente que circula por el conductor disminuye. Las ventajas de este sistema es el ahorro en el coste del conductor, soportes y del resto de elementos mecánicos, menores pérdidas por efecto joule y menos sección del conductor.

Otra aplicación típica de los transformadores es la de adaptadores de impedancia (por ejemplo en las instalaciones de megafonía que deben cubrir grandes espacios).

En un transformador lo que se busca es que el flujo que produce un arrollamiento (el inductor o primario) y que atraviesa todos los demás (inducidos o secundarios) sea máximo. Para conseguir este objetivo el circuito magnético debe de ser de baja reluctancia, por lo que en la mayoría de los casos el circuito magnético está construido por núcleos magnéticos de una aleación de hierro.

El material en concreto del que están fabricados los núcleos magnéticos depende de la aplicación del transformador. Para el caso de transformadores utilizados en transporte y distribución de energía eléctrica que trabajan a bajas frecuencias (50-60 Hz), los núcleos magnéticos se construyen con chapas de hierro aleadas con silicio, con ciclos de histéresis estrechos, y en los que se busca trabajar fuera de la zona de saturación, para reducir, en lo posible, los fenómenos de generación de armónicos.

Los núcleos de los transformadores pueden ser de dos tipos:

- Núcleos en columna
- Núcleos acorazados (Siemens)

6. Aspectos constructivos

6.1. Núcleo

Confina el circuito magnético, que esta compuesto por:

- Columnas, donde van montados los devanados.
- Culatas, unión entre las columnas.
- Ventanas, espacios entre la columnas y las culatas

Hay dos tipos de núcleos:

- Acorazado, el núcleo abraza al devanado.
- De columnas, el devanado abraza al núcleo.

Si la sección transversal de las columnas son de sección cuadrada el transformador será de pequeña potencia (1kVA) pero si la sección tiene forma de polígono escalonado, entonces diremos que es de gran potencia (1000 kVA)

6.2. Devanados

Por otro lado tenemos los devanados que constituyen el circuito eléctrico del transformador. Los devanados son conductores de cobre redondos o platinas que están aislados entre sí con barniz o fibra de algodón o papel. La forma en la que están arrollados estos conductores habitualmente es circular pero también pueden ser ligeramente cuadrados. El devanado BT está siempre más próximo al núcleo.

6.3. Sistema de refrigeración

Las pérdidas antes mencionadas (Pérdidas en el cobre, debidas por el paso de corriente por los devanados y las pérdidas en el hierro, Foucault e histéresis) producen disipación de calor, lo que obliga a tener un sistema de refrigeración.

Debemos separarlos en dos tipos:

- Poca potencia: Transformador SECO (aire) o con RESINA EPOXI
- Potencias elevadas: Transformador en baño de aceite. Esto es debido a que el aceite tiene mayor conductividad térmica que el aire (mejor refrigerante), tiene mayor rigidez dieléctrica que el aire (mejor aislante) y tiene aditivos inhibidores (para evitar la oxidación).

En el caso de los transformadores de distribución para potencias menores de 200kVA sólo se usa aceite mediante que para mayores potencias se usan radiadores externos. Para el orden de millones de Vas se utilizarán intercambiados de aceite-agua.

El código para averiguar el tipo de refrigerante esta compuesto por 4 letras: las dos primeras, se refiere al refrigerante que esta en contacto con los arrollamientos y naturaleza de su circulación; y las dos últimas, se refiere al refrigerante que esta en contacto con el sistema de refrigeración exterior y su circulación.

6.4. Elementos de protección

El **Relé de Buchholz** protege frente a sobrecargas, fallos de aislamiento, etc. Consta de un sistema de dos flotadores: Alarma y desconexión. Si hay un calentamiento anómalo se produce vapor de aceite.

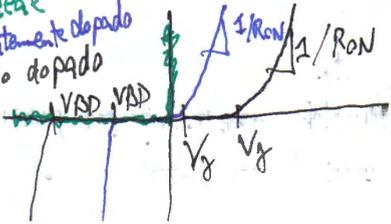
Electrónica de Potencia

Sistemas de Energía

Parte I: Introducción

- Circuito de potencia } convierte estática de potencia
 } conecta la fuente primaria con la carga
- Circuito de control } procesa la información medida
 } genera las señales de excitación de los semiconductores
- Convertidores } transmisión } Rectificador ca → cc
 } Inversor cc → ca
 } Troceador cc → cc
 } Convertidor / cambiador de frecuencia ca → ca
 } forma de conmutación } natural
 } } forzada
 } } resonantes
- Rectificador } voltaje v_{ce} (controlado)
 } variable (controlado)
- Inversor (ondulador) } cc → ca ajustable
 } y controlable, tanto en
 } valor eficaz como
 } en frecuencia
- Troceador } cc → cc salida variable
 } con mejores características
- Regulador } ca → ca
 } misma frecuencia, distinto
 } valor eficaz
- Cambiador de frecuencia } ca → ca
 } valor eff y frec. variable y controlable
- natural } basado en el paso por cero de
 } la señal de entrada
 } (rectificadores)
- forzada } usado si frec. conmutación es alta
 } salida → cc ó ca con frec.
 } comparable a la de la red
- resonantes } dispositivos conmutan
 } con $V=0$ o $I=0$
- Rectificador trifásico } cada entrada misma contribución a la salida
 } Duración de cada pulso → $T/3$
 } $\sigma = \pi/6 + \alpha$

Parte II: Dispositivos

- Diodo de potencia } unidireccionales
 } sin electrodo de control
- Estado de conducción → alta corriente, baja tensión
 bloqueo → fuente tensión inversa con pequeña I_f (fugas)
 Recuperación rápida (conducción → bloqueo)
 para alta frecuencia de control
- Ideal
 Fuertemente dopado
 Poco dopado
- 
- Tiempo de recuperación inversa → responsable de la
 mayor parte de las
 pérdidas de conmutación
 (ocurre en su tiempo de cambio
 durante t_{rr})

Transistores { BJT
MOSFET
IGBT

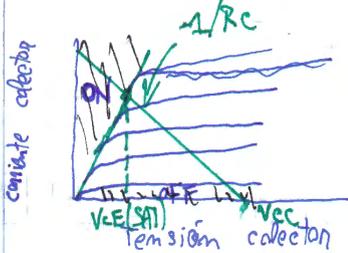
En electrónica de potencia siempre trabajan en corte y en saturación

Bipolares

bloqueo \rightarrow conducción \Rightarrow polarizado / con corriente de base I_B mientras este en conducción

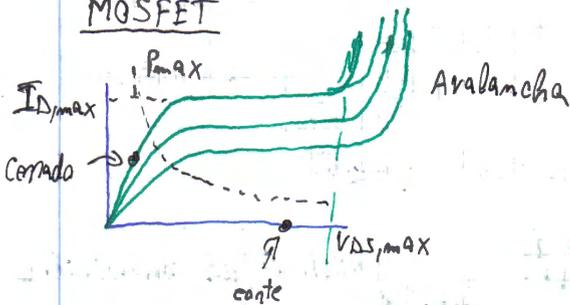
on \rightarrow saturación: $V_{CE} \approx 0$ (no hay pérdidas en conducción)

off \rightarrow corte: $I_B = 0, I_C = 0, V_{CE}$ - tensión inversa impuesta por el circuito



Desventajas { Dificultad para llevarlos y mantenerlos en saturación
Control por corriente
La salida de saturación es complicada
Potencia significativa (I_B activa)
T. de conmutación elevado

MOSFET

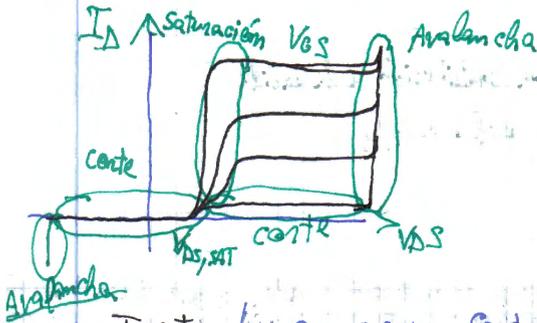


Inconveniente \rightarrow no manejan potencias tan elevadas como los BJT

Uso recomendado para potencias medias o bajas, pero que requieran alta veloc. de conmutación (convertidores de $dc \rightarrow dc$, impresoras)

IGBT

{ potencia del BJT
velocidad del FET



{ Bajo costo de trabajo
Baja frecuencia (< 20KHz)
Pequeñas variaciones de entrada y de carga
Aplicaciones de alta tensión (> 1000V)
Alta potencia (> 5Kw)

Tiristor (SCR - Silicon Controlled Rectifier)

{ Dispositivo con memoria

{ No se controla para conducción \rightarrow bloqueo por puerta

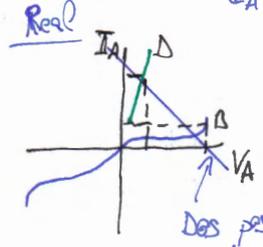
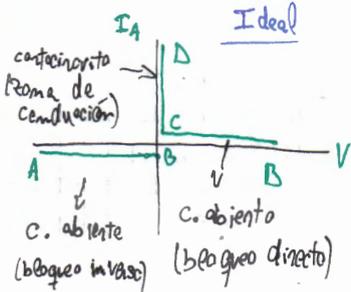
• Similar a un diodo, con momento de conducción controlado por puerta

Conduce si $\rightarrow V_{AK} > 0$ y recibe impulso de corriente por puerta

Una vez está conduciendo \rightarrow puerta no hace efecto, corriente I_A limitada por el circuito \rightarrow memoria

paso a corte \rightarrow disminución de I_A por debajo de la corriente de mantenimiento

Zona bloqueo inverso $\rightarrow V_{AK} < 0 \rightarrow V_{A1}, V_2$ inversa; V_1 directa $I_A = I_{S1} = I_{S2}$
 Zona de bloqueo directo $\rightarrow V_{AK} > 0 \rightarrow V_{A1}, V_2$ directo; V_1 inversa $I_A = I_{S2}$
 Zona de conducción $\rightarrow V_{AK} > 0 \rightarrow$ se introduce $I_G \rightarrow$ conduce
 I_A limitada por encargo exterior



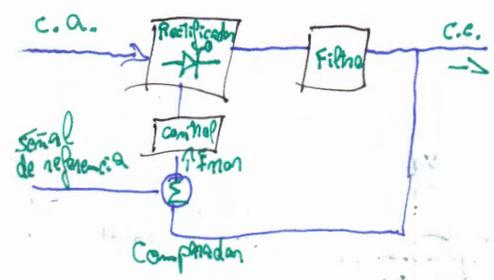
Otras formas de disparo

- Aumento de temperatura
- Por efecto fotoeléctrico
- Tensión excesiva
- Variación de tensión ánodo-cátodo (brusca)

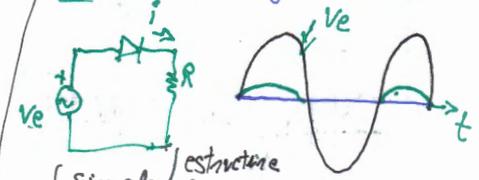
- \rightarrow Fototristor
- \rightarrow Tristor con bloqueo por puerta (G.T.O.)
- \rightarrow Se introduce por la puerta una corriente contraria (si es suficientemente grande \rightarrow corta al GTO)

Parte IV: Rectificadores mono-fásicos

Rectificador con control



Rectificador de media onda sin control con carga resistiva



- Simple estructura funcionamiento
- $I_o \neq 0$ (no hay aislamiento a la entrada)
- sin control
- Armónicas difíciles de eliminar (bajas freq.)

Rectificación de media onda sin control con carga inductiva

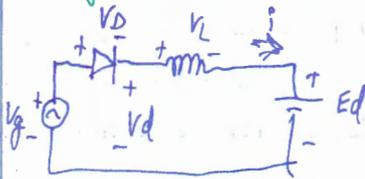
\rightarrow La tensión es positiva mientras la corriente crece, y se vuelve negativa cuando ésta empieza a decaer.

Valor medio de la tensión en la carga: $V_o = \frac{1}{2\pi} V_{max} [1 - \cos \phi]$

ϕ crece si carga inductiva
 ϕ decrece si carga resistiva

$V_{o\text{induc}} < V_{o\text{resist}}$

Rectificador de media onda con voltaje interno



La bobina hará que haya corriente circulando a pesar de que la tensión sea negativa.

Cuando se descarga totalmente \Rightarrow diodo bloqueado

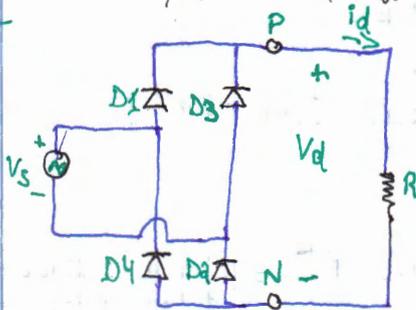
com control y carga resistiva
com control y carga inductiva
Diodo de libre circulación

Simple estructura
funcionamiento
 \rightarrow Muchas armónicas
 \rightarrow Hábita que sobredimensionar para evitar su saturación ($I_0 \neq 0$)

Rectificaciones monofásicas de doble onda

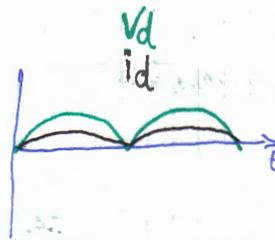
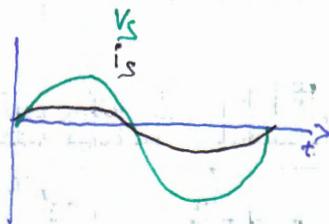
\rightarrow Mejoran las desventajas señaladas para los monofásicos
 \rightarrow mayor calidad de la tensión obtenida a la salida

Carga resistiva pura

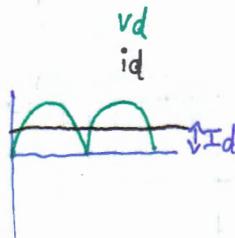
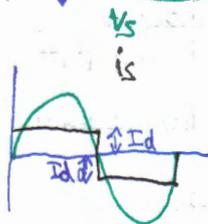


$$V_s(t) > 0 \Rightarrow \begin{cases} D_1 = D_2 = \text{ON} \\ D_3 = D_4 = \text{OFF} \end{cases}$$

$$V_s(t) < 0 \Rightarrow \begin{cases} D_1 = D_2 = \text{OFF} \\ D_3 = D_4 = \text{ON} \end{cases}$$



Carga muy inductiva



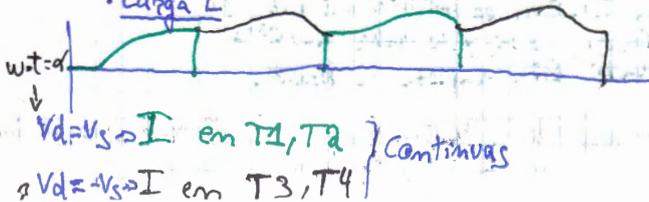
La corriente es continua en la carga

Rectificador monofásico en Puente totalmente controlado

• Carga R

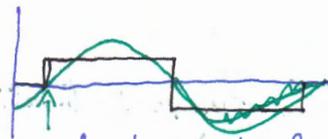


• Carga L



$V_d = V_s \Rightarrow I$ en T_1, T_2
 $V_d = -V_s \Rightarrow I$ en T_3, T_4 } Continuas

Carga $L \rightarrow \infty$



Desfasada respecto al fundamental un ángulo α

Modo inversor \rightarrow para un determinado valor de α por encima de $\pi/2$, V_o se vuelve negativa; fluyendo así la potencia del lado de continua al lado de alterna.

$90^\circ < \alpha < 180^\circ \rightarrow V_d$ (valor medio de V_o de salida) negativo
 $\rightarrow P_d = V_d \cdot I_d < 0 \rightarrow$ fluye del lado de continua al de alterna

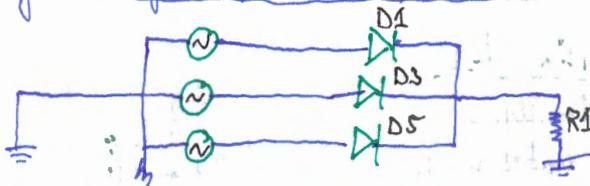
Control por desplazamiento de fase \rightarrow se mandan impulsos de puerta cuando la tensión de entrada pasa por cero.

En los rectificadores normalmente se usan tiristores.
 Conducción \rightarrow bloqueo \Rightarrow conmutación natural

Parte V: Rectificadores trifásicos

Rectificador trifásico paralelo simple sin controlar

La señal de salida está formada por trozos de las tensiones de fase



La entrada en conducción de una de las diodos supone el bloqueo de las otras dos

Diodo no conduce \rightarrow soporta tensión de línea

- $D1$ ON: $V_{D3} = V_{BA}$, $V_{D5} = V_{CA}$ / V_{AO} es la más positiva
- $D3$ ON: $V_{D1} = V_{AB}$, $V_{D5} = V_{CB}$ / V_{BO} es la más positiva
- $D5$ ON: $V_{D1} = V_{AC}$, $V_{D3} = V_{BC}$ / V_{CO} es la más positiva

Las tres entradas se reparten un periodo de la señal $\rightarrow \frac{T}{3} = \frac{2\pi}{3} = 120^\circ$

Con carga muy inductiva

Corriente de salida prácticamente cte.

tensión inversa (de línea)

$$V_{inv. \max} = \sqrt{3} \cdot V_{m \max}$$

\rightarrow corriente que pasa por cada una de las fases tiene valor medio no nulo. \rightarrow posible saturación del transformador

Rectificador trifásico en puente sin controlar

$D_1, D_2, D_5 \rightarrow$ conduce el que tiene ánodo más positivo } tensión compuesta
 $D_4, D_3, D_6 \rightarrow$ conduce el que tiene cátodo más negativo } de línea

Equivalentemente a un paralelo simple de seis fases $\rightarrow V_{xy}$, $x=abc, y=abc$.

Cada par de diodos conducen durante $1/6$ del periodo $\rightarrow \frac{2\pi}{6} = \frac{\pi}{3} = 60^\circ$

Las corrientes que circulan por cada fase tienen valor medio cero. También se introduce distorsión en la red.

Rectificador trifásico simple totalmente controlado

T_m conduce para $\omega t = \frac{\pi}{6} + \alpha + \frac{2\pi}{3} \cdot m$, $m \in 0, 1, 2$

Impulsos de puerta desfasan un ángulo α , desde que el dispositivo puede empezar a conducir (como si fuera un diodo)

$\alpha > 30^\circ \rightarrow$ voltaje negativo $\alpha > \frac{\pi}{2} \rightarrow$ valor medio de V_L es negativo

$0 > V \rightarrow$ Rectificador funciona como inversor $\left\{ \begin{array}{l} \text{energía: salida} \rightarrow \text{entrada} \\ \text{corriente: entrada} \rightarrow \text{salida} \end{array} \right.$

$T_1, T_3, T_5 \rightarrow$ conduce el que tenga tensión más positiva en ánodo

$T_2, T_4, T_6 \rightarrow$ conduce el que tenga tensión más negativa en cátodo

Tensión de salida formada por trozos de tensiones compuestas: V_{xy} , $x, y = a, b, c$

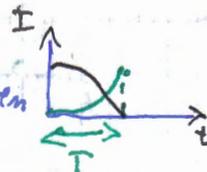
Periodos de conducción de tiristores: $\frac{2\pi}{6} = \frac{\pi}{3} = 60^\circ$

Origen de referencia de α es $\frac{\pi}{3}$

Efecto de la inductancia L_s

\rightarrow Comutación no instantánea

\rightarrow Durante dicho periodo ambos interruptores conducen



Filtros

Señal de salida no continua pura (tiene trozos de las entradas)

\rightarrow tiene valor medio y armónicas superpuestas que definen el rizado

\rightarrow filtro LC entre el rectificador y la carga

\downarrow mantiene tensión cte
mantiene corriente cte

Parte VI: Inversores

No autónomos: frecuencia de salida impuesta por una fuente exterior

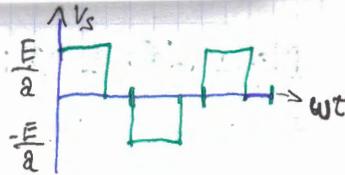
Autónomos: frecuencia impuesta por el circuito de control del convertidor

Al ser la señal de entrada continua \rightarrow no usamos control por desplazamiento de fase

Método de control usado \rightarrow PWM o modulación de anchura de pulso

Funciones de comportamiento

- Un pulso por semiperiodo variable en anchura



Esta estrategia de conmutación genera muchos armónicos (impar), siendo de baja frecuencia \rightarrow filtros pesados, voluminosos y caros

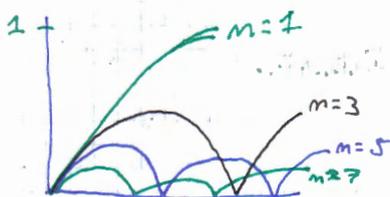
\rightarrow Estrategias de conmutación

\rightarrow Simplifica el filtrado si los armónicos más significativos aparecen en frecuencias más altas

- Un impulso por semiperiodo
 - Varios impulsos por semiperiodo
 - Iguales, de la misma anchura
 - De anchura proporcional a una función variable con el tiempo
- } Modulación senoidal
Otra

• Un impulso por semiperiodo

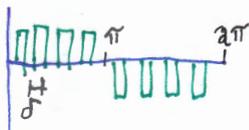
- \rightarrow Controla el valor eficaz del fundamental con la variación de la anchura del impulso δ .
- \rightarrow Controla la frecuencia de la señal alterna de salida ω , que marca el circuito de control



- Armónicos bajos tienen valores elevados
- Distribución depende de δ
- A medida que δ disminuye el contenido armónico aumenta

\rightarrow Comparación con una señal de sierra de la frecuencia de repetición que se desea obtener.

• Varios impulsos por semiperiodo iguales



$$N = \frac{f_p}{a_f} \quad \left\{ \begin{array}{l} f_p: \text{frecuencia de pulsos por segundo} \\ f = \frac{1}{T} \text{ es la frec. del voltaje de salida} \end{array} \right.$$

Valor eficaz variable con δ , $0 < \delta < \pi/N$

Cuanto mayor es N , menor es la variación de la amplitud armónica

\rightarrow Para armónicos de órdenes altas las amplitudes pueden aumentar \rightarrow filtros

En este caso, la distorsión total ponderada es mejor que para el caso anterior, y se mantiene prácticamente cte con δ .

Por esto \rightarrow los filtros serán más simples de diseño y más baratos

Modulación de varios impulsos por periodo de anchura variable

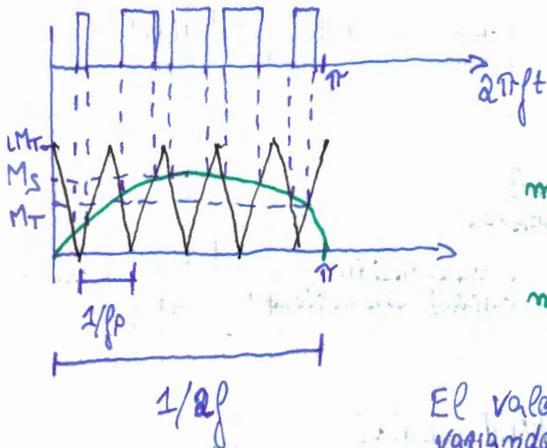
→ Comparación con onda senoidal → menos distorsión armónica ponderada geométrica

• Modulación PWM senoidal

Para el semiciclo positivo se cumple:

$$V_s = \begin{cases} E/a & \text{si } V_{sim}(t) \geq V_{tri}(t) \\ 0 & \text{si } V_{sim}(t) < V_{tri}(t) \end{cases}$$

$$V_{sim} \equiv V_{senoidal} \quad V_{tri} \equiv V_{triangular}$$



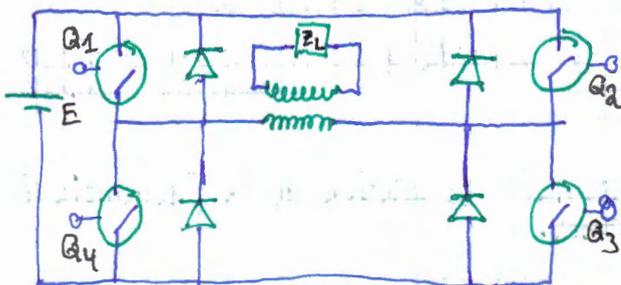
$$m_a = \frac{M_s}{2M_r} : \text{Índice de modulación (puede ser mayor que 1)}$$

$$m_p = \frac{f_s}{f_r} : \text{Relación de frecuencias}$$

El valor del voltaje de salida se controla variando la relación M_s/M_r (índice de modulación)

→ Modulación ventajosa (facil eliminación de armónicas) cuando se quiere obtener una señal de salida sinusoidal de muy baja distorsión.

• Inversor monofásico en Puente



Interrupciones

Son BJT, pero deberían ser MOSFET o IGBT

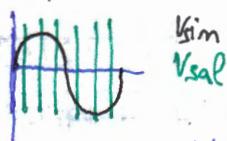
Trabajan dos a dos:

Q_1 con Q_3 y Q_2 con Q_4

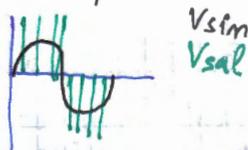
Los diodos en antiparalelo son necesarios para dar paso a la corriente en caso de cargas inductivas, y para conseguir formas de onda perfectamente pulsantes

→ Estrategias de disparo:

• Bipolar



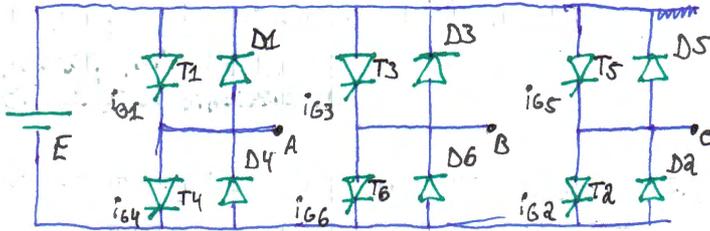
• Unipolar



→ Tendremos el doble de tensión

Inversores trifásicos

-> Transistores como interruptores (es mejor y más común usar MOSFET o IGBT)



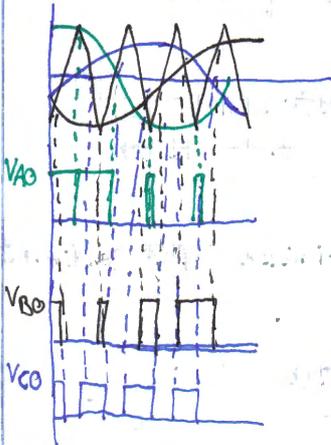
Interruptores -> trabajan 3 a la vez

- Los circuitos eléctricos cambian cada $\frac{\pi}{3}$, sin coincidencia de interruptores de la misma rama en el mismo estado (cortocircuito en la fuente E)
- \Rightarrow Ángulo del tiristor: π
- Si sólo conducen dos interruptores a la vez (ángulo de conducción de cada tiristor es $\frac{2\pi}{3}$ en vez de π):
 - > Una rama tiene dos interruptores en bloqueo
 - > Entre el bloqueo de un interruptor y el encendido de otro (en la misma rama) hay $\frac{\pi}{3}$ para no producir cortocircuitos

Inversor trifásico con modulación PWM sinusoidal

-> La relación entre la frecuencia de la onda triangular y la sinusoidal debe ser múltiplo de tres (para asegurar el adecuado desfase de los impulsos correspondientes a cada una de las fases)

$\frac{A_{sim}}{A_{tri}} = M \Rightarrow$ Índice de modulación



Inversores de corriente constante

Corriente de salida función de la de entrada y del control
(alta, constante, con gran impedancia)

Tensión que depende de la carga y será necesaria para mantener la intensidad del corriente deseada

-> Inversor con control de corriente.

Funcionamiento:

- Actúa como convertidor cc/cc con interruptor \bullet Q e inductancia alta (L cte)
- Dos interruptores de ramas distintas encendidos

Ventajas

- Corriente independiente de la carga (cte)
- Protección contra cortocircuitos
- Limita la corriente de pico en switches

Inconvenientes

- Necesaria L muy grande
- Respuesta dinámica más lenta
- Amortiguadores para evitar sobrevoltajes (por paso brusco de corriente entre switches)

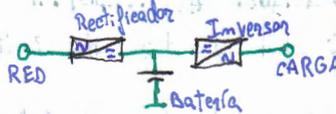
→ Corrientes de fase a la salida de igual módulo desfasadas $\frac{2\pi}{3}$ y con I_L como techo de los pulsos (corriente de entrada)

Aplicaciones

- Sistemas de alimentación ininterrumpida (S.A.I.)

- Capacidad para mantener la alimentación de una carga sin red [entre 10 min. y varias horas]

- Señal alterna a la salida
- mejor calidad que la de la red
 - sin (micro) cortes



• Esquemas típicos: S.A.I. sin/com conmutador a la salida

Funcionamiento:

- Rectificador-inversor
- Batería en flotación (cargada)
- Si falla la red → camino batería-inversor-carga (con batería)
- Reparado → camino red-rectificador-inversor-carga
- Conmutador opcional como sistema redundante de carga seguridad
 - desconecta la carga del inversor y la conecta a la red si éste falla
 - para cargas críticas → mejor sistemas redundantes
 - Apoyo en momentos de sobrecarga esporádicos

Ventajas

- Alimentación de alta calidad, sin perturbaciones
- Ausencia de perturbaciones por fallo y vuelta de red

Inconvenientes

- Energía tratada dos veces (rectificador-inversor) → peor rendimiento

S.A.I. fuera de línea

- Rectificador mantiene batería (flotación/carga)
- Inversor sustituye a red

S.A.I. en línea

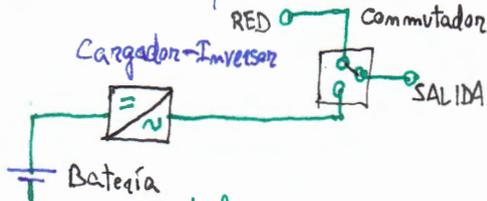
Ventajas

- Energía pasa de red a carga
 - Rendimiento alto
- Inversor sólo trabaja si hay fallo
 - Aumenta la fiabilidad del equipo

Inconvenientes

- Alimentación de no alta calidad
 - Salvo que se pongan filtros, estabilizadores
- Microcortes (por perturbaciones)

• S.A.I.'s de bloques mono y multifuncionales



SAI's multimodular

Es usual acoplar módulos en paralelo cuando se quiere optimizar

- Rectificador: ^{trifásico} de onda media o completa, seguido de filtro (LC)
- Inversor: transforma c.c. del rectificador/batería en alterna para alimentar
- Baterías: sustituto en caso de fallo
- Conmutador: conecta la carga a la red cuando la salida del inversor falla

Modulación PWM de un impulso por semiperíodo de anchura variable

- Onda cuadrada a la salida
- Filtrada y transformada

INDICE

<i>1</i>	<i>EL MÓDULO SOLAR FOTOVOLTAICO</i>	<i>2</i>
1.1	Fundamentos físicos de la célula solar	2
1.2	Funcionamiento eléctrico de la célula solar	6
1.3	Curva característica voltaje-corriente	6
1.4	De la célula al módulo	11

1 EL MÓDULO SOLAR FOTOVOLTAICO

1.1 Fundamentos físicos de la célula solar

Cuando la radiación solar incide sobre un dispositivo electrónico, denominado célula solar^a, se genera una corriente eléctrica proporcional a la intensidad de la radiación. Los dispositivos semiconductores son la base de toda la electrónica actual; la célula solar es una aplicación basada en las propiedades de los semiconductores cuando reciben radiación luminosa. Un material semiconductor es un sólido cuya estructura atómica se organiza en forma de red cristalina. Cuando se verifican las condiciones adecuadas de presión y temperatura durante suficiente tiempo, miles de años, los sólidos tienden a adoptar la estructura cristalina porque es en la que las partículas atómicas alcanzan los niveles más bajos de energía y, por ende, la estructura más estable. Desde hace muchas décadas, la reproducción artificial de este proceso natural se realiza regularmente, con especial énfasis en la producción de silicio cristalino, el material base para la industria electrónica. También la producción de diamantes artificiales es conocida desde hace muchos años, pero los insalvables costes del proceso determinan que sea mucho más onerosa la fabricación de un diamante, que el coste de uno de iguales características producido por la naturaleza y, en consecuencia, solo se fabrican para usos industriales.

El material semiconductor por excelencia es el Silicio dada su extraordinaria abundancia, el 60 % de la corteza terrestre está compuesto por sílice que tiene un alto contenido del mismo, además de sus interesantes propiedades electrónicas. También se utiliza el Arseniuro de Galio y el Germanio, el primero con mejores cualidades que el Silicio para la producción de energía eléctrica, pero su escasez en la naturaleza lo hace tan caro, que solo se utiliza en aplicaciones en las que los costes no son relevantes como es el caso de las aplicaciones espaciales, en las que es habitual el uso de células solares fabricadas con Arseniuro de Galio por su elevada eficiencia.

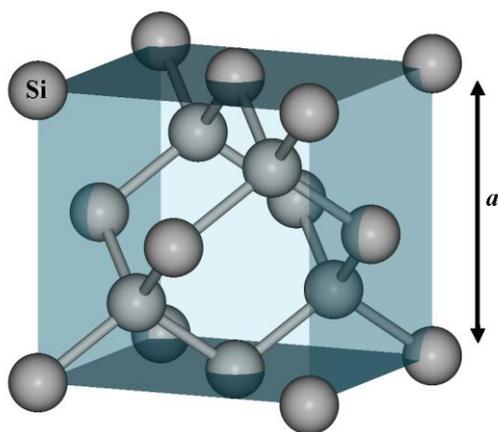


Figura 1 Red cristalina del silicio

Gran parte del elevado coste por kilovatio-hora de la producción eléctrica con células solares se debe al alto coste energético de la transformación de la sílice en obleas de silicio con alto grado de pureza. Sin embargo, la industria electrónica, principal consumidora de silicio cristalino, muestra una tendencia constante hacia la disminución de precios, consecuencia de que los equipos electrónicos consumen cada vez menos cantidad de silicio para la misma función: la evolución de la tecnología microelectrónica se mide en términos de disminución del tamaño de los dispositivos. En contraposición, el incremento de la producción de electricidad solar depende, casi linealmente, del incremento de la

superficie de silicio utilizado, en forma de células solares: la evolución tecnológica, en este caso, se mide en términos de la mejora en la eficiencia de conversión.

^a En Iberoamérica se denominan “celdas solares”

El silicio cristaliza en una red similar a la del diamante. Mediante enlaces covalentes, cada átomo de silicio comparte uno de sus cuatro electrones de valencia con otros cuatro átomos. En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** puede verse una representación tridimensional de la red cristalina del silicio; las líneas azules representan enlaces completos, es decir, con dos electrones. Como los electrones tienden a ocupar los niveles energéticos más bajos, la mayor parte de ellos están enlazados, y en el cero absoluto de temperatura, la totalidad: a la temperatura ambiente algunos adquieren suficiente energía para escapar del enlace, y pueden entonces desplazarse por el material. Este comportamiento no es exclusivo de los semiconductores sino que se manifiesta en todos los materiales; lo peculiar es la cantidad de energía necesaria para liberar un electrón del enlace, que es un valor propio de cada material y se denomina energía de la banda prohibida porque entre el nivel energético que ocupa el electrón ligado y el electrón libre no hay ningún valor de energía permitido. En el caso de los metales, esta energía es nula, es decir, todos los electrones están libres para desplazarse por el material. En los materiales aislantes, la energía requerida es tan elevada que el número de electrones libres es despreciable, aun a temperaturas elevadas. La cantidad de energía necesaria, en el caso de los semiconductores (1,1 eV para el silicio^a a 25°C), permite un control efectivo de los flujos de cargas y es lo que hace a estos materiales tan adecuados para la electrónica y para la generación de energía eléctrica cuando el semiconductor recibe radiación solar.

Para comprender el efecto fotovoltaico^b, mecanismo por el cual la radiación solar se transforma en electricidad, vamos a pasar a una representación bidimensional de la red cristalina del silicio como se muestra en la Figura 2. Sobre la red cristalina incide una radiación luminosa que en un análisis atómico del comportamiento se caracteriza mediante cuantos de energía: fotones, en el caso de la luz, con una energía determinada por su longitud de onda. Las probabilidades de que los fotones interactúen con la red cristalina son muy elevadas, máxime si se considera que una oblea de silicio, una lámina de espesor inferior a las 500 μm, es opaca a la radiación solar. Cuando un fotón interactúa con un enlace transfiere su energía a éste. Si la cantidad de energía es igual o superior a la energía del gap, el electrón se libera del enlace y pasa a ser un portador de carga libre para desplazarse por el cristal:

$$E_{\text{fotón}} = \frac{hc}{\lambda} \geq E_g (\text{carac. SC}) \quad (1)$$

donde h es la constante de Planck, c la velocidad de la luz y λ la longitud de onda del fotón.

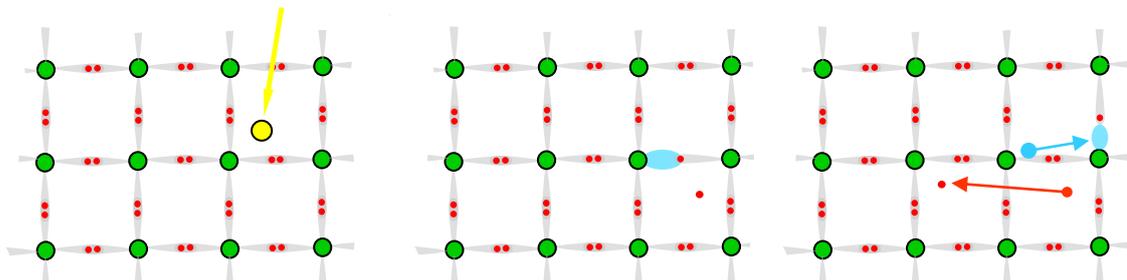


Figura 2 Tres secuencias de la generación de cargas mediante la radiación solar en una red cristalina de silicio

^a El electrón-voltio (eV) es una unidad de energía habitual en la escala atómica, equivale a $1,602 \times 10^{-19}$ J y es igual a la energía que gana un electrón cuando su energía potencial se incrementa en un voltio

^b Albert Einstein publicó en 1905 la explicación sobre el efecto fotovoltaico y en 1921 le concedieron el premio Nobel por este logro. Con su teoría puso fin a la dicotomía sobre la naturaleza de la luz: ondulatoria o corpuscular y contribuyó al desarrollo de la mecánica cuántica.

La misma ecuación puede expresarse de forma simplificada si se substituyen las constantes por su valor:

$$E_{\text{fotón}}(\text{eV}) = \frac{1240}{\lambda(\text{nm})} \quad (2)$$

Cuando la energía del fotón es inferior a la energía del gap, la energía transferida se convierte en calor; lo mismo sucede con la energía en exceso, únicamente eleva la temperatura del cristal. Al proceso de incrementar la energía de un electrón desde la que tenía en el enlace hasta la que le permite desplazarse libremente por el cristal se le denomina *generación* y al proceso inverso *recombinación*, que se produce cuando un electrón libre vuelve a formar parte de un enlace y libera la energía en forma de calor.

De un cristal de silicio, como el descrito hasta ahora, no se puede extraer energía eléctrica cuando se le expone a la radiación solar. La razón es que las cargas eléctricas generadas mediante la radiación luminosa no siguen ninguna dirección preferencial de movimiento. Se mueven de forma errática por el cristal y son rápidamente atrapadas por los enlaces insatisfechos, es decir, se recombinan.

Para poder construir una célula solar efectiva es necesario impurificar de forma controlada el cristal de silicio. Se introducen dos tipos de impurezas en muy pequeña cantidad respecto al número total de átomos de silicio, con lo que no modifican sustancialmente la red cristalina. Los dos elementos que se utilizan para impurificar el silicio tienen 3 y cinco electrones de valencia, respectivamente; es habitual utilizar boro y fósforo para cada caso porque sus átomos tienen un tamaño similar al del silicio. El procedimiento de impurificación, denominado dopaje, se realiza sobre un cristal que en su fabricación ya se impurificó con uno de los dos elementos. El otro se añade de forma que cada lado del cristal en forma de oblea contenga un tipo de impureza, finalmente; en la Figura 1 se esquematiza el resultado.

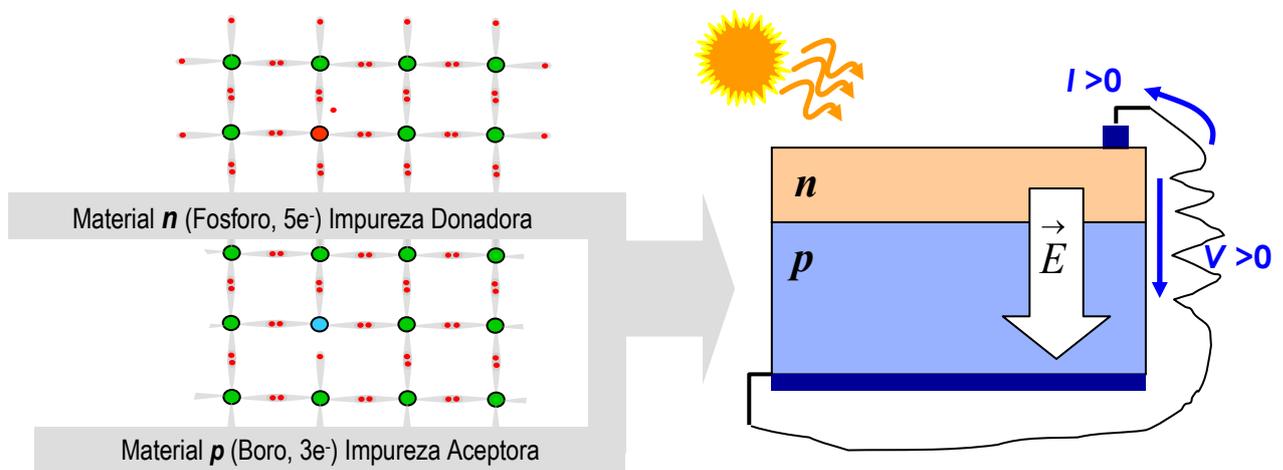


Figura 3. Estructura básica de una célula solar

En la región con fósforo, zona *n*, abundan los electrones que no están enlazados y, en consecuencia, los átomos de fósforo se ionizan con facilidad, es decir, los electrones no enlazados, uno por cada átomo de fósforo, requieren muy poca energía para ser cargas móviles; es suficiente con la temperatura ambiente. En la región con boro, zona *p*, lo que faltan son enlaces completos y eso facilita el desplazamiento de electrones que ocupan un enlace hacia enlaces no satisfechos. Este comportamiento se caracteriza mediante el uso de una partícula ficticia, el hueco, que tiene carga positiva y permite un análisis físico matemático mucho más sencillo que el requerido para representar grandes paquetes de

electrones en movimiento. ¿Qué es más fácil, analizar el movimiento de una burbuja de aire en un recipiente con agua o el de las moléculas de agua en torno a la burbuja?

En definitiva, cada región tiene partículas móviles de distinta carga por lo que se producen corrientes de cargas en un intento de homogeneizar el cristal. Sin embargo, a medida que los átomos pierden cargas y se ionizan se producen zonas con cargas que no son móviles. Este proceso conduce a que haya un equilibrio dinámico entre los movimientos de electrones y huecos y la creación de un dipolo eléctrico en torno a la zona de interfase que produce un campo eléctrico en dirección perpendicular a la interfase que desplaza las partículas en sentido inverso.

La descripción anterior explica de forma más que rudimentaria el funcionamiento de la unión pn , clave para toda la electrónica de estado sólido¹. Si sobre un cristal de esta naturaleza incide una radiación luminosa, las cargas eléctricas generadas seguirán la dirección impuesta por el campo eléctrico de tal modo que pueden extraerse por los contactos metálicos del cristal hacia el exterior; este dispositivo electrónico es una célula solar.

En la figura se muestra el esquema de una célula real y una fotografía de una célula comercial de 100 mm². Como puede verse la célula es una lámina de silicio (oblea), de unos 300 μm de espesor, con una unión pn muy próxima a la superficie –el mayor número de generaciones se produce en las primeras micras por lo que conviene que el campo eléctrico de la unión pn esté próximo a la superficie para conducir las cargas hacia los contactos metálicos con eficiencia–.

La cara frontal, la que recibe la radiación solar, tiene un contacto metálico en forma de rejilla que al mismo tiempo que colecta las cargas tiene que permitir el paso de los fotones al interior del cristal. El diseño de la rejilla tiene que compatibilizar estos dos objetivos que son contrapuestos: el factor de recubrimiento, superficie ocupada por el metal respecto al área total de la célula, es del orden del 4%. La cara posterior, sin embargo, tiene una metalización muy densa. Las dos bandas de metalización que se observan en la fotografía se utilizan para conectar las células entre sí y es por donde circula la corriente total fotogenerada.

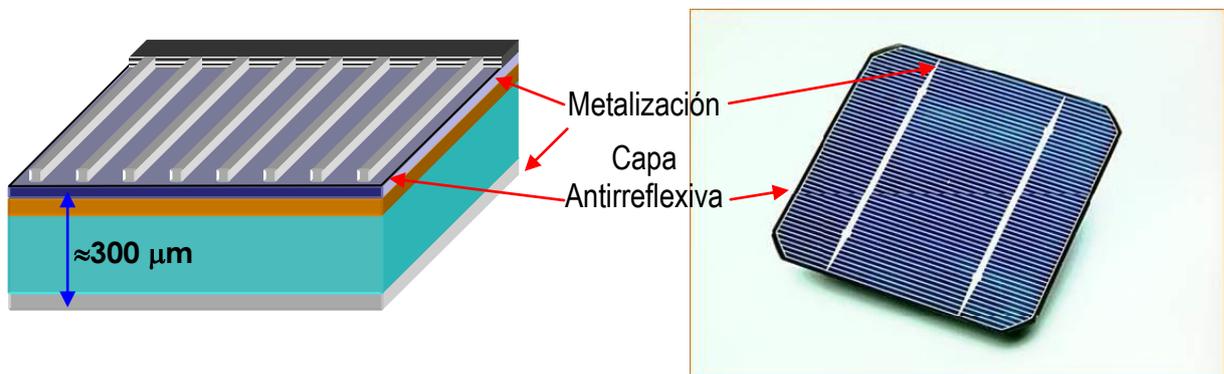


Figura 2. La célula solar: esquema básico y fotografía de una célula comercial

La coloración habitual de las células es azul oscuro mate para evitar que los fotones se reflejen en la superficie. Como las obleas de silicio son bastante especulares y de color gris metálico claro es necesario aplicar una capa antirreflexiva o, también, realizar un ataque químico sobre la superficie que produce una capa compuesta por tetraedros microscópicos. Con la aplicación de cualquiera de estas técnicas, en ocasiones con ambas, se consigue minimizar las pérdidas por reflexión hasta cifras despreciables. Actualmente, se están desarrollando otras coloraciones de células para ampliar el catálogo de productos destinado a la integración en edificios; aunque la eficiencia de conversión disminuye.

El grosor de la célula es un compromiso entre dos factores: minimizar las pérdidas de transmisión, asociadas a fotones que no encuentran enlace con el que interaccionar, o lo que

es lo mismo a la transparencia de la oblea; y minimizar las recombinaciones, cuanto más largo es el camino que tienen que recorrer las cargas hasta la metalización, mayor es la probabilidad de que se recombinen. Es de importancia observar que el grosor de las obleas es del mismo orden de magnitud que el de los útiles usados para cortar el lingote de silicio cristalino en éstas. Prácticamente el 40 % del material se pierde en el corte.

En resumen y desde la perspectiva externa, las células solares son dispositivos electrónicos de gran tamaño, de coloración oscura, en los que la producción de energía eléctrica está directamente ligada al área total expuesta a la radiación solar y muy frágiles. Cuando se encapsulan para constituir un módulo solar, como se verá más adelante, se obtiene un producto muy robusto; la mayor parte de los fabricantes los garantizan por veinte años.

1.2 Funcionamiento eléctrico de la célula solar

Cuando una célula solar recibe radiación genera una corriente eléctrica que circula por el circuito exterior y con la que se pueden alimentar cargas. El comportamiento eléctrico de la célula es consecuencia de la estructura de unión pn y su comprensión detallada requiere de ciertos conocimientos de electrónica física¹ que vamos a obviar. De este modo, habrá que aceptar como hechos algunos de los modelos que se propongan.

Hemos visto que la corriente fotogenerada depende del número de fotones que inciden sobre el cristal, de la naturaleza de estos y de las características del cristal y de las metalizaciones en su relación con el número de recombinaciones, es decir, con el número de cargas generadas que son absorbidas por la red cristalina antes de que salgan al circuito exterior. Esta corriente puede medirse con un amperímetro conectado en paralelo con la célula (célula cortocircuitada); también se denomina corriente de cortocircuito, I_{SC} . El valor de la corriente de cortocircuito depende casi linealmente de la irradiancia solar, es decir, del número de vatios de radiación solar que inciden sobre la superficie de la célula.

La situación opuesta se produce cuando la célula se mantiene bajo la radiación solar en circuito abierto. La generación de cargas continúa produciéndose, que son separadas por el campo eléctrico de la unión pn y se acumulan en las regiones p y n respectivamente. Esta diferencia de potenciales eléctricos entre las dos caras de la célula se manifiesta como un potencial medible con un voltímetro. Otra forma de interpretarlo es que como la corriente neta es cero, la unión pn tiene que compensar la corriente fotogenerada con una corriente de igual valor y sentido opuesto, por lo que se autopolariza. Este valor de tensión se denomina tensión de circuito abierto, V_{OC} , y es característico de cada material semiconductor: cuando la irradiancia es nula, también el voltaje es cero, pero en cuanto ésta crece, la tensión de circuito abierto alcanza un valor constante y muy poco dependiente de la irradiación; no así de la temperatura como se verá más adelante. En el caso de las células de silicio oscila entre 0,55 y 0,60 V. Cuanto mejor es la calidad del cristal, más elevada es la tensión de circuito abierto. Este parámetro es inversamente proporcional al número de recombinaciones, y éstas se ven favorecidas con los defectos de la red cristalina.

1.3 Curva característica voltaje-corriente

El valor del voltaje sobre una resistencia externa, ver figura #, depende del valor óhmico de ésta y del nivel de irradiancia, su valor máximo está limitado por V_{OC} . Para analizar el comportamiento partimos del principio de superposición. En consecuencia, podemos expresar la corriente que circula por la resistencia como la suma de la corriente fotogenerada y de la corriente que circula por la unión pn a consecuencia de la polarización de ésta por la caída de

voltaje que produce el paso de la corriente externa por la resistencia –se la denomina corriente de diodo, I_D porque es el único dispositivo electrónico que incorpora una única unión pn —. Un modelo circuital equivalente al comportamiento descrito se muestra en la Figura 4a. En el que la corriente fotogenerada se representa como una fuente de corriente constante y el efecto de la unión pn mediante un diodo.

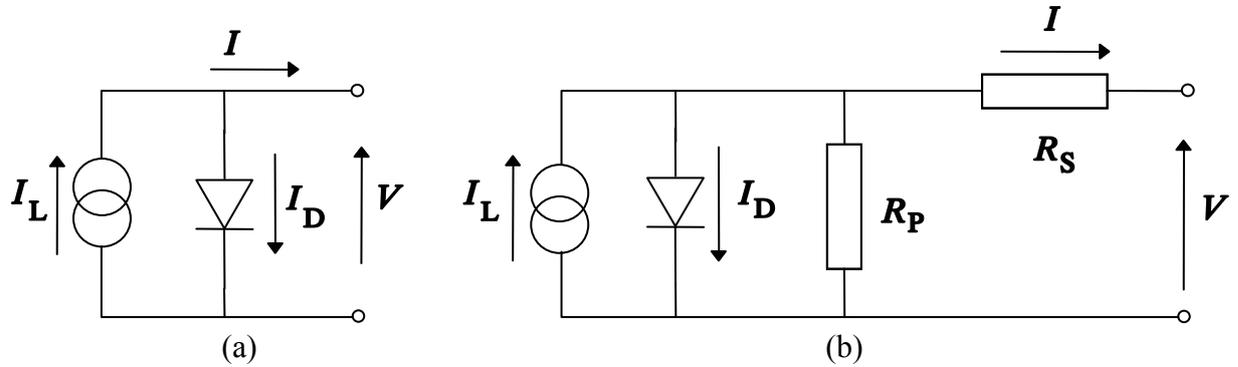


Figura 4. Circuito equivalente de una célula solar: a) ideal, b) real

En definitiva, responde a la ecuación:

$$I = I_L - I_D(V) \quad (1)$$

Esta forma de representación adopta como positivas las corrientes de generación (que es el contrario al habitualmente utilizado en los circuitos electrónicos que utilizan diodos). Con este convenio, el primer cuadrante del plano VI corresponde al funcionamiento de la célula entregando corriente a una carga bajo tensión positiva (como generador de energía). La corriente de diodo puede calcularse mediante la ecuación de Shockley:

$$I_D(V) = I_0 \cdot \left[\exp\left(\frac{qV}{mKT}\right) - 1 \right] \quad (2)$$

donde I_0 es la corriente de oscuridad, K la constante de Boltzman, T la temperatura en grados Kelvin, y m el factor de idealidad, un parámetro que oscila entre 1 y 2. Cuando el voltaje a la salida es cero, la corriente de la célula coincide con la corriente fotogenerada que a su vez es la corriente de cortocircuito, I_{SC} , forma en la que se expresa usualmente.

En la Figura 4b se muestra un circuito equivalente que incluye dos resistencias serie y paralelo. La resistencia serie representa el comportamiento resistivo del silicio al paso de la corriente. Está muy relacionada con la separación entre los dedos de la metalización. Su incorporación en el modelo analítico es imprescindible a diferencia de la resistencia paralelo, que representa corrientes de fugas, como las corrientes laterales, para caracterizar adecuadamente el comportamiento de la célula. La expresión completa queda de la siguiente forma:

$$I = I_{SC} - I_0 \cdot \left[\exp\left(\frac{qV}{mKT}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_S}{R_P} \quad (3)$$

Como puede observarse es una expresión implícita y de difícil manipulación. Una simplificación interesante se obtiene al considerar la resistencia paralelo infinita, que $\exp\left(\frac{qV}{mKT}\right) \gg 1$ en la zona de trabajo de interés y que el valor de V_{OC} puede obtenerse de la ecuación 1 si se particulariza para $I=0$:

$$V_{OC} = m \frac{KT}{q} \ln \left[\frac{I_L}{I_0} + 1 \right] \quad (5)$$

Aplicando estas suposiciones se obtiene la siguiente expresión:

$$I = I_{SC} \left[1 - \exp \left(\frac{V - V_{OC} + IR_S}{V_T} \right) \right] \quad (6)$$

que tiene la ventaja de que depende de parámetros conocidos de la célula o fácilmente calculables si se mide un punto de la característica como es el caso de la resistencia serie. Sin embargo, continúa siendo una función implícita por lo que su uso se restringe a aplicaciones informáticas desarrolladas para el diseño de sistemas fotovoltaicos. En la práctica de la Ingeniería de los Sistemas Fotovoltaicos se recurre con mucha frecuencia a modelos simplificados a partir de la forma de la curva característica tensión corriente de la célula solar.

En la figura puede verse la curva VI de una célula solar con algunos de los parámetros característicos. Además de los mencionados previamente se indica el punto (V_M, I_M) que es el punto de trabajo en el que se extrae la máxima potencia eléctrica de la célula solar, P_M .

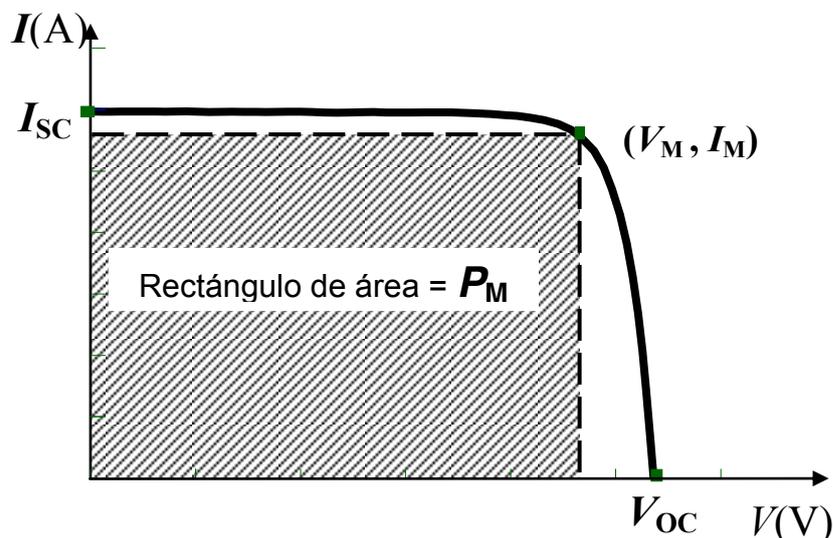


Figura 5. Curva característica tensión-corriente de una célula solar

La curva característica de la célula solar se mide en unas condiciones de iluminación y temperatura determinadas que se denominan condiciones estándar de medida, de uso universal, y definidas de la siguiente forma:

- Irradiancia (G^*) 100 mW/cm² (1 kW/m²).
- Distribución espectral AM 1,5
- Incidencia normal
- Temperatura de la célula (T_c^*) 25 °C

En estas condiciones se miden, al menos, la potencia máxima que puede entregar el módulo, P_M^* , la corriente de cortocircuito, I_{SC}^* y el voltaje de circuito abierto, V_{OC}^* . El asterisco

^a La potencia que entrega la célula en estas condiciones también se denomina potencia pico y se le añade una letra p minúscula a la unidad de potencia eléctrica (Wp)

señala que los parámetros corresponden con los medidos en condiciones estándar. También es habitual incluir en el listado de parámetros de la célula el factor de forma, FF :

$$FF = \frac{I_M \cdot V_M}{I_{SC} \cdot V_{OC}} \quad (7)$$

Su denominación procede de que indica cómo de cuadrada es la curva característica, lo que está relacionado con la calidad de la célula.

Por último, la eficiencia de conversión, η , indica cual es el rendimiento de la célula solar en la transformación de la radiación solar en electricidad. Se define como:

$$\eta = \frac{I_M \cdot V_M}{P_L} = \frac{FF \cdot I_{SC} \cdot V_{OC}}{P_L} \quad (8)$$

donde P_L es la potencia luminosa incidente sobre la célula. Aunque no es frecuente que se indique en los catálogos de células o módulos es un valor muy utilizado en la comparación de tecnologías energéticas.

Tabla 1 Ejemplo de valores orientativos de los parámetros característicos de una célula solar comercial de silicio monocristalino

Valores orientativos (condiciones estándar)	
$I_{SC} \approx 3 \text{ A (100 cm}^2\text{)}$	$I_M \approx 0.95 I_{SC}$
$V_{OC} \approx 0.6 \text{ V}$	$V_M \approx 0.80 V_{OC}$
$FF \approx 0.76$	$P_M \approx 1.4 \text{ Wp}$
$\eta \approx 14\%$	

Un modelo de célula que puede resultar muy útil para el diseño de módulos o para la estimación del tamaño de un generador fotovoltaico cuando se extiende hasta el módulo consiste en reducir la curva exponencial a dos rectas, como se aprecia en la figura.

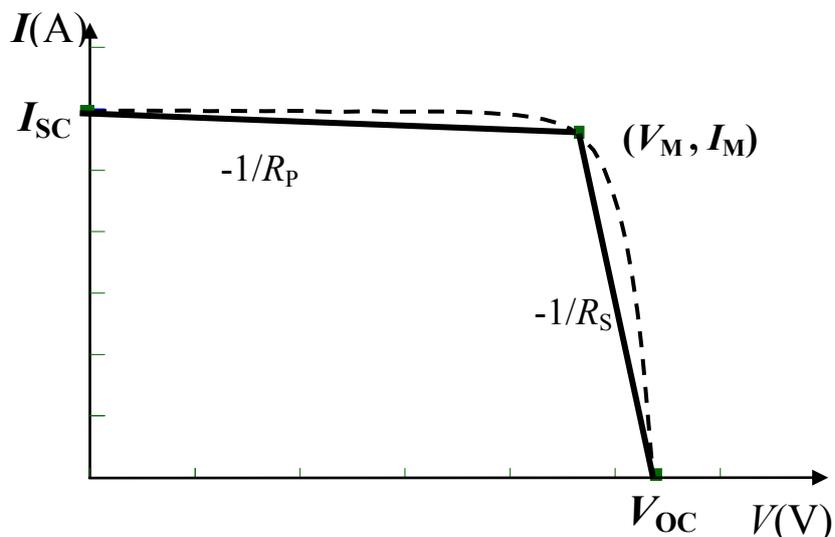


Figura 6. Simplificación de la curva VI mediante dos rectas

Que pueden expresarse mediante:

$$\left. \begin{aligned} I &= \frac{V_{OC} - V}{R_S} \quad ; \quad V \geq V_M \\ I &= I_{SC} - \frac{V}{R_P} \quad ; \quad V < V_M \end{aligned} \right\} \quad (9)$$

Todavía se puede simplificar más si se considera que la célula se comporta como una fuente de corriente para valores de voltaje inferiores al del punto de máxima potencia, es decir, $I = I_M$ para $V < V_M$.

1.3.1 Dependencia con la irradiancia y la temperatura

Las condiciones estándar de medida determinan el valor de los parámetros de la célula en ciertas condiciones de irradiancia y de temperatura que, por cierto, rara vez coinciden simultáneamente.

Las variaciones de irradiancia pueden interpretarse como una variación en el número de fotones por unidad de superficie. En consecuencia, afectan directamente a la corriente fotogenerada. El comportamiento puede considerarse lineal para valores por encima de los 100 W/m^2 de forma que el nuevo valor de la corriente de cortocircuito puede obtenerse mediante:

$$I_{SC}(G) = \frac{I_{SC}^*}{G^*} \cdot G \quad (10)$$

Sin embargo, para que las variaciones de irradiancia modifiquen el valor del voltaje de circuito abierto es necesario que el flujo de fotones sea muy superior al que se recibe directamente del sol. Sólo cuando se utilizan mecanismos ópticos de concentración de la radiación se producen variaciones significativas sobre este parámetro y aún así la dependencia es con el logaritmo del nivel de concentración expresado en *soles* ($1 \text{ sol} \equiv G^* = 1000 \text{ W/m}^2$). En las células sobre las que no se concentra la radiación puede considerarse que el voltaje de circuito abierto, siempre que se mantenga constante la temperatura, es independiente de la irradiancia.

El efecto de incrementar la temperatura sobre los procesos de generación es que los electrones requieren menos energía para liberarse del enlace. En consecuencia, algunos de los fotones que no tenían energía suficiente para romper un enlace ahora sí la tienen. Sin embargo, este efecto solo es notorio ante grandes variaciones de temperatura por lo que dentro del rango de temperaturas de trabajo usuales cuando no hay concentración óptica afecta muy poco a la fotocorriente. La I_{SC} puede considerarse independiente de la temperatura en primera aproximación. Sí afecta, sin embargo a la tensión de circuito abierto, que disminuye a medida que aumenta la temperatura debido a la disminución en el salto energético entre los electrones libres y los enlazados:

$$V_{OC}(T_C) = V_{OC}^* + \beta \cdot (T_C - T_C^*) \quad (11)$$

donde T_C es la temperatura de la célula. En el caso del silicio el coeficiente de temperatura, β , es de $-2,3 \text{ mV/}^\circ\text{C}$.

Volviendo a la influencia de la irradiancia sobre el voltaje de circuito abierto, hay que notar que en el uso habitual de las células la temperatura de trabajo no está controlada, sino que depende del nivel de irradiancia además de la temperatura ambiente. Los fotones con menor energía de la necesaria para la generación calientan el cristal, del mismo modo que el exceso

de energía de parte de los fotones. Así habrá que considerar el efecto de la irradiancia sobre la temperatura de la célula para estimar la variación que induce sobre el voltaje de circuito abierto.

1.4 De la célula al módulo

Como se comprueba en la Tabla 1 los parámetros eléctricos de las células, en especial el valor de voltaje, requieren utilizarlas asociadas en serie para conseguir las tensiones de trabajo adecuadas para su uso en sistemas de generación eléctrica, que pueden oscilar desde las unidades hasta las centenas de voltios, así como asociadas en paralelo hasta alcanzar la potencia deseada del generador. Además, las células solares son muy frágiles.

El módulo es la unidad constructiva mínima para la realización de un sistema fotovoltaico. Su función es alcanzar determinados valores de voltaje y corriente y garantizar el funcionamiento fiable y prolongado de las células solares que lo componen. Para ello las células están interconectadas en serie y/o paralelo y encapsuladas entre dos superficies que hacen impermeable el módulo, como puede observarse en la Figura 3. La cubierta superior es de vidrio templado de alta transmisividad, mientras que la inferior puede ser de material plástico (tedlar) o de vidrio también; esta posibilidad es cada día mas frecuente, a consecuencia del uso del módulo como elemento constructivo en edificios. En ocasiones, un marco metálico confiere rigidez al conjunto y permite una adecuada sujeción del módulo. Los módulos destinados a integración arquitectónica no suelen incluirlo. Por última, en el dorso lleva una caja de conexiones con las bornas de salida que permiten la conexión eléctrica del panel y la conexión de elementos de seguridad tales como los diodos de derivación de los que se hablará más adelante.

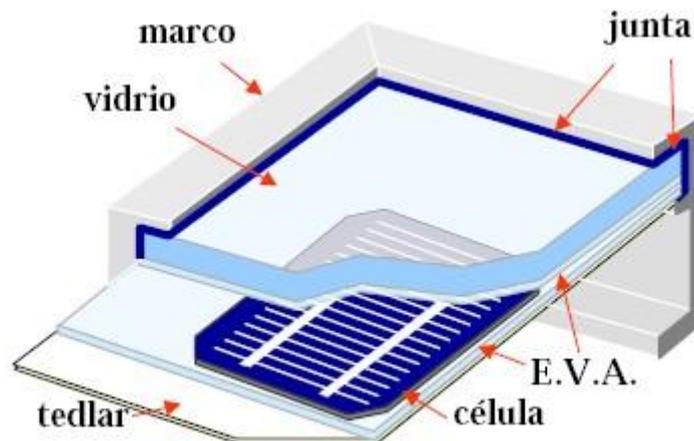


Figura 3. Representación de la sección de un modulo solar

Existe una gran variedad de módulos en el mercado, que ofrecen una gran variedad de potencias y tensiones de salida. El más característico está constituido por un conjunto de células solares de silicio cristalino, todas de igual tamaño, asociadas en serie y encapsuladas entre una lámina de vidrio y otra de tedlar que cubre su cara posterior. La superficie del módulo varía entre 0,1 y más de 6 m². El tiempo de vida medio de los paneles es superior a 20 años en condiciones normales de operación. De hecho es el elemento más fiable de todo el sistema fotovoltaico; esto se debe, en gran medida, a que se ha desarrollado un completo conjunto de estándares internacionales para garantizar su fiabilidad, mientras que el resto de elementos aún no ha culminado un proceso similar.

1.4.1 Comportamiento eléctrico

El comportamiento eléctrico de un módulo fotovoltaico, es decir, su característica IV , es acorde con el hecho de que está constituido por combinaciones serie-paralelo de células solares. En la figura puede verse la curva IV de un módulo compuesto por 36 células en serie.

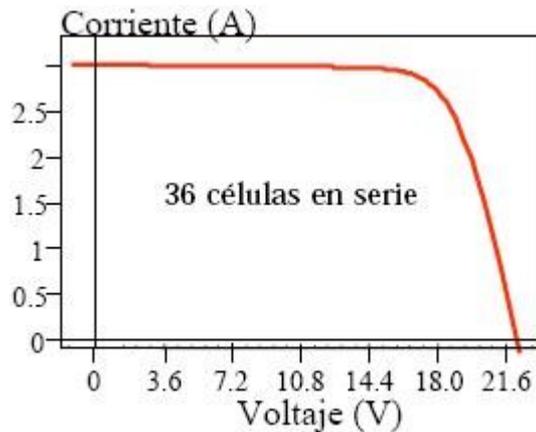


Figura 4 Curva IV de un módulo fotovoltaico

Un módulo que tiene N_P ramas en paralelo, cada una de ellas con N_S células en serie tiene los siguientes parámetros característicos, si se supone que todas las células son iguales:

$$\begin{aligned} I_{SCM} &= N_P I_{SC} & I_{MM} &= N_P I_M \\ V_{OCM} &= N_S V_{OC} & V_{MM} &= N_S V_M \\ P_{MM} &= N_S N_P P_M \end{aligned}$$

Al igual que en el caso de las células, las características del módulo se determinan en condiciones estándar de medida (ver apartado 1.3). La caracterización del módulo se completa con la medida de la Temperatura de Operación Nominal de la Célula (T_{NOC}), definida como la temperatura que alcanzan las células solares, ya encapsuladas, cuando se somete al módulo a las siguientes condiciones de operación:

- Irradiancia 800 W/m^2
- Distribución espectral $\text{AM } 1,5$
- Incidencia normal
- Temperatura ambiente $20 \text{ }^\circ\text{C}$
- Velocidad del viento $>1 \text{ m/s}$

Este parámetro, T_{NOC} , permite calcular la temperatura de célula mediante:

$$T_c = \frac{T_{NOC} - 20^\circ\text{C}}{800 \text{ W/m}^2} G + T_a$$

A partir de este valor, de la relación de la temperatura de la célula con el valor del voltaje de circuito abierto y del valor de la irradiancia que incide en el módulo se puede obtener la curva IV en cualquier condición de trabajo. El interés de estas ecuaciones se centra en la posibilidad de modelar el comportamiento de los generadores fotovoltaicos en función de la irradiancia y la temperatura para analizar muy diversas cuestiones de diseño como: voltajes de trabajo de los convertidores CC/CA, producción eléctrica o equipos de seguridad.

1.4.2 Interconexión de módulos

Los cálculos descritos en los anteriores apartados están basados en la presunción de que todas las células y módulos de un generador fotovoltaico son iguales, y trabajan en las mismas condiciones de operación. La realidad difiere de esta hipótesis.

Por una parte, las células y módulos nunca son idénticos debido a la natural dispersión de parámetros, propia de cualquier proceso de fabricación, en especial en la tecnología de dispositivos electrónicos. En este caso, la potencia máxima que puede entregar el generador es inferior a la suma de las potencias máximas de los módulos que lo constituyen. A este efecto se le denomina pérdidas por dispersión. En la Figura 5 puede verse la distribución de un lote de 1200 módulos obtenida a partir de datos medidos.

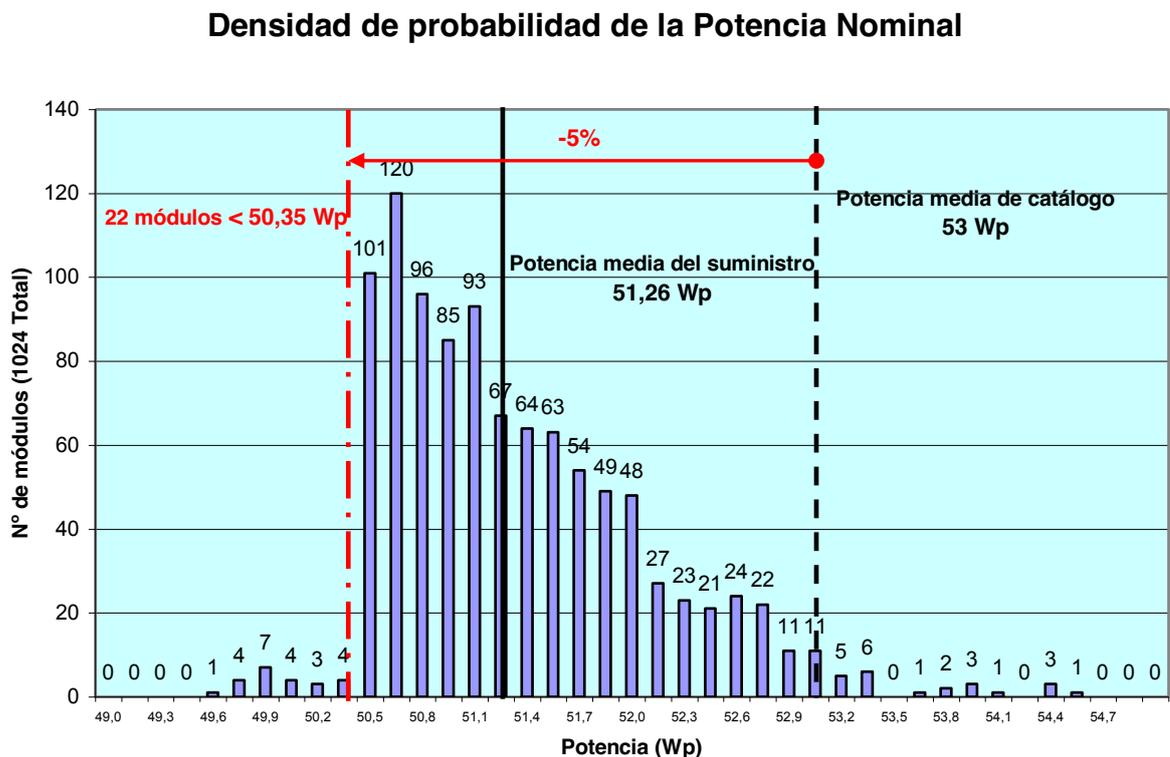


Figura 5. Distribución de la potencia de un lote de 1200 módulos, a partir de los datos suministrados por el fabricante

Una forma de reducir las pérdidas de dispersión, relativamente sencilla de implementar, consiste en clasificar todos los módulos destinados a un generador en diferentes categorías establecidas en función del valor de I_m , para construir, después, cada rama en serie con módulos pertenecientes a una sola categoría. La mayoría de fabricantes garantizan una dispersión en potencia inferior al 5 % para un mismo modelo.

Por otro lado, pueden darse simultáneamente diferentes condiciones de operación dentro del generador. Un ejemplo de esto es cuando determinada área del módulo, o de módulos en un generador, está sombreada por un obstáculo, mientras que la otra recibe radiación directa del sol. En estas circunstancias, la corriente fotogenerada por las células sombreadas es inferior a las otras. Por lo que las ramas de células en serie que incluyen células sombreadas tienen limitada su corriente por éstas. Hasta puede darse el caso de que algunas células se conviertan

en cargas y disipen la energía generada por las demás. Este fenómeno se conoce con el nombre de punto caliente.

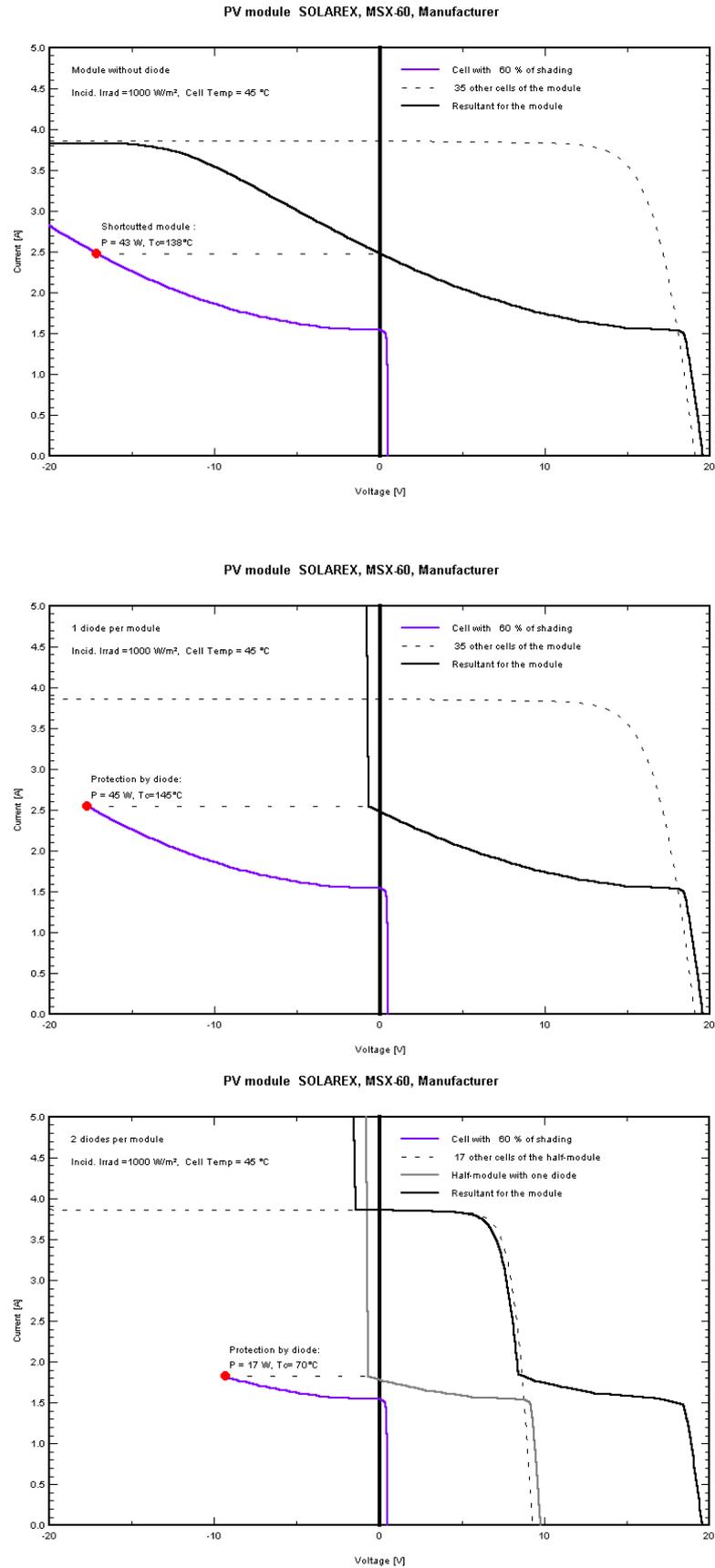


Figura 6. Curva IV de un módulo con una célula sombreada. En el segundo caso tiene un diodo de derivación, y en el tercer caso tiene dos diodos, conectados entre los terminales y un punto central

Para disminuir el riesgo de que se produzca las situaciones de punto caliente, en las que la temperatura que alcanza la célula sombreada puede alcanzar la temperatura de fusión del encapsulante, se conectan los llamados diodos de derivación con grupos de células asociadas en serie, y diodos de bloqueo en cada rama paralela del generador como se muestra en la figura.

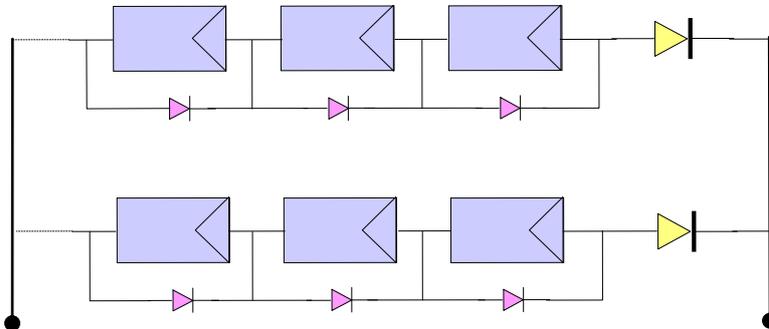


Figura 7 Diagrama de conexionado de un generador fotovoltaico

Cuando una célula se sombrea y alcanza determinado voltaje inverso el diodo de derivación correspondiente, conectado en paralelo con el módulo, entra en polarización directa por lo que se establece un camino alternativo de corriente que evita alcanzar valores de potencia disipada peligrosos para la integridad del módulo. El diodo de bloqueo, en serie con cada rama, evita que diferencias en los valores de voltaje entre las ramas provoquen que algunas ramas funcionen como carga de las demás, lo que disminuiría la producción eléctrica.

REFERENCIAS

- ¹ Gerold W. Neudeck, The PN Junction Diode, Second Edition. MODULAR SERIES ON SOLID STATE DEVICES, Addison-Wesley Publishing Company. 1990

La Radiación Solar

Miguel Ángel Egado Aguilera^a, Estefanía Caamaño Martín^b
Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid

Índice de contenidos

1	Naturaleza de la radiación solar	2
2	Movimiento relativo del sol	4
3	Estimación de la radiación solar	12
3.1	Radiación solar extraterrestre	13
3.2	Irradiación global sobre superficie horizontal	14
3.3	Componentes directa y difusa de la radiación sobre superficie horizontal	15
3.4	Estimación de la irradiación horaria a partir de valores de irradiación diaria	17
3.5	Radiación sobre superficies arbitrariamente orientadas	17
3.6	Irradiación diaria sobre superficies orientadas al ecuador	20
3.7	Irradiación anual sobre superficies arbitrarias	21
4	Pérdidas por sombras	24
	Anexos	29
	Anexo I – Datos de irradiación promedio diaria en capitales españolas	29
	Anexo II – Cálculo de pérdidas por sombras: tablas de referencia	31

^a Email: miguel.egido@upm.es

^b Email: estefania.cmartin@upm.es

1 Naturaleza de la radiación solar

El Sol es el punto más brillante del Universo que se observa desde nuestro planeta. La Tierra apenas capta una infinitésima parte de toda la energía que irradia y, sin embargo, nuestro planeta está indisolublemente ligado al Sol. Es un hecho obvio que la vida no sería posible sin su existencia, pero en lo que concierne a los recursos energéticos, la práctica totalidad, incluidos los fósiles, están relacionados con nuestra estrella. Con la excepción de la energía contenida en el magma terrestre, geotérmica, la almacenada en los materiales radiactivos, nuclear, y la asociada a las mareas, maremotriz, el resto de recursos está relacionado de alguna manera con la radiación solar. Por ejemplo, toda la energía encerrada en el carbón y el petróleo es fruto de materia orgánica del pasado que utilizó la fotosíntesis; la energía hidráulica y la eólica son consecuencia de las variaciones climáticas, de las que el sol es el motor. En el caso de la biomasa, las plantas mediante la fotosíntesis y los aportes nutritivos del terreno transforman la radiación solar en materia vegetal. También el hombre ha utilizado el sol como fuente de calor desde tiempo inmemorial; los avances tecnológicos iniciados en la mitad del siglo pasado permiten transformar directamente la radiación solar en electricidad.

Todos los cuerpos irradian energía en función de su temperatura, que se emite en forma de ondas electromagnéticas. La distribución de frecuencias depende del valor de la temperatura; cuanto más alta es, menor es la longitud de onda central del espectro de emisión. La temperatura equivalente de la capa visible del Sol, la fotosfera, es la de un cuerpo negro a 6000 °C con lo que, de acuerdo a la ley de Planck, la mayor parte de la energía se centra en el espectro visible —longitudes de onda entre 350 y 750 nm— aunque hay una parte muy importante en el ultravioleta y también en el infrarrojo cercano. En la Figura 1 se puede observar el espectro del Sol antes y después de atravesar la atmósfera.

Nuestro planeta entendido como un todo: suma de materia inanimada, material biológico, una fuente permanente de energía, el sol, y la evolución, ha alcanzado un complicado equilibrio en el que interviene la composición y naturaleza de la atmósfera y la energía que incide en cada instante sobre la superficie terrestre. La atmósfera, formada fundamentalmente por nitrógeno y oxígeno, en una relación 4 a 1, otros gases traza, como los denominados gases de efecto invernadero, vapor de agua, aerosoles y partículas en suspensión, se comporta como una trampa de calor: la radiación solar atraviesa la atmósfera, al ser ésta transparente a las longitudes de onda del espectro solar, la superficie terrestre se calienta como consecuencia de esta energía y, a su vez, emite radiación electromagnética en función de la temperatura que alcanza, muy inferior a la equivalente del sol; de modo que emite a longitudes de onda muy superiores a las de la radiación incidente, en la zona del infrarrojo que tiene menor energía que el espectro visible. Sin embargo, la atmósfera es prácticamente opaca a estas frecuencias electromagnéticas y absorbe la mayor parte de la radiación que emite la Tierra. Este proceso, extremadamente complejo y en continua evolución, es el que determina el rango de variación de la temperatura ambiente en nuestro planeta. Muestra de la continua evolución de este proceso es el incremento de la temperatura media sobre la tierra, lo que se conoce como *efecto invernadero*, a consecuencia de emisiones antropogénicas de ciertos gases (dióxido de carbono, óxidos de azufre y de nitrógeno, y metano) provocadas en gran medida por la quema de combustibles fósiles y la deforestación.

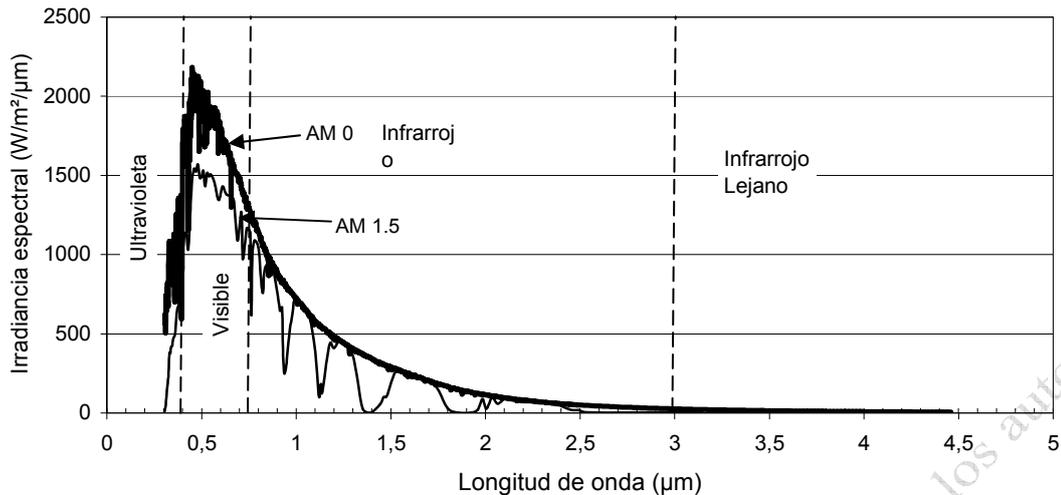


Figura 1 Distribución espectral de la irradiancia solar extraatmosférica (AM0) y de la terrestre estándar (AM1.5)

Recordemos por un momento las imágenes de naves en órbita alrededor de la Tierra, tan familiares desde hace cuarenta años. En ellas, el espacio es completamente negro y los objetos se ven por la luz del Sol que reflejan. Sin embargo, una vez que se atraviesa la atmósfera, en dirección a la Tierra, el espacio se colorea de tonos azulados, blancos, rojos, indicativos todos ellos de que hay emisión de energía. Lo que sucede es que la atmósfera, compuesta por gases y partículas, refleja, absorbe y difracta la luz del sol; todo el cielo es un emisor. Mientras que la radiación solar que alcanza las primeras capas de la atmósfera, –se denomina extraatmosférica–, puede caracterizarse de forma analítica con cierta sencillez: la posición de la fuente emisora está perfectamente determinada, puede considerarse puntual –apenas ocupa 0,5°– y única, porque la energía que llega del resto de objetos celestes es despreciable; la variabilidad del clima hace que la transparencia de la atmósfera sea de difícil predicción y, en consecuencia, la evaluación de la radiación incidente sobre una superficie captadora dista mucho de ser trivial.

El cálculo de la radiación global sobre una superficie arbitrariamente orientada se basa en considerar que dicha radiación puede descomponerse en radiación directa, la que procede únicamente del disco solar; radiación difusa, la que procede del cielo y es visible por la superficie captadora; y radiación reflejada o de albedo, la que procede del entorno. En la Figura 2 se representa un diagrama de las componentes de la radiación solar.

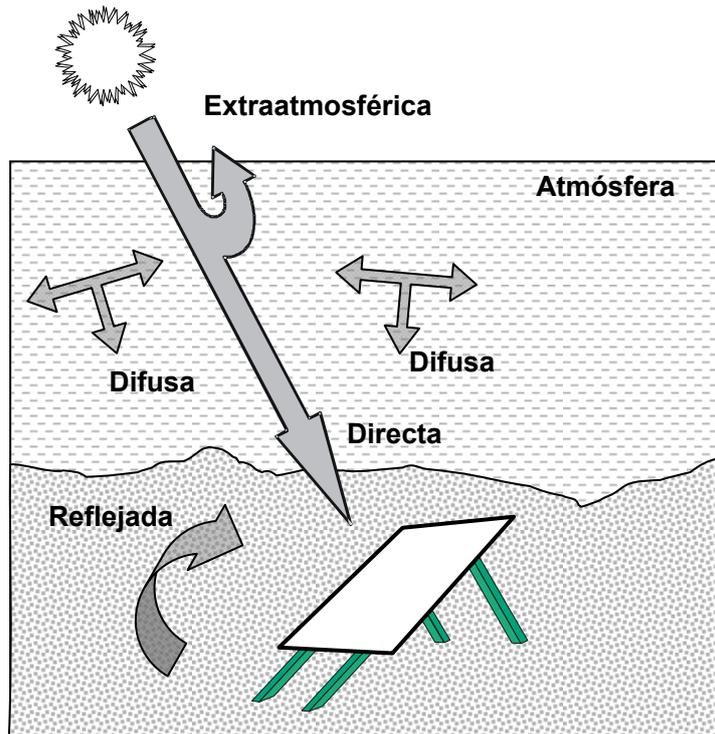


Figura 2 Representación cualitativa de las componentes de la Radiación Solar

Pese al gran esfuerzo realizado en el desarrollo de modelos físicos para calcular la radiación a partir de parámetros meteorológicos, los resultados conducen a errores tan notables que los hacen prácticamente inútiles. Sólo el análisis estadístico de grandes bases de datos medidos de radiación solar, permite determinar los valores de radiación global esperados en una localidad dada, como se verá en este capítulo. En la primera parte se detalla la mecánica del movimiento aparente del Sol, clave para comprender las estrategias de captación de los sistemas fotovoltaicos y los análisis de sombras; en la segunda parte se describen diferentes métodos de cálculo para determinar, en cualquier circunstancia, la energía incidente sobre los módulos solares.

2 Movimiento relativo del sol

La historia de la cosmología, al menos la que llega hasta Isaac Newton, es bastante conocida fuera de los ambientes académicos. De ahí que cualquier persona sabe que la tierra es redonda —las clases cultas lo sabían desde la antigüedad—, que rota y que se desplaza alrededor del sol; el modelo copernicano, refinado por Kepler, Galileo y el mismo Newton forma parte ya del saber popular, al menos en sus ideas generales. Sin embargo, comprender como es el movimiento aparente del Sol requiere una notable dosis de inventiva espacial, más cuando el hombre moderno no cuenta con la experiencia cotidiana. El escaso horizonte visible en las ciudades impide que pueda observar el ciclo del sol a lo largo del día y del año.

Nuestro planeta tiene dos movimientos esenciales: traslación y rotación. En la Figura 3 puede verse una representación del sistema Sol-Tierra en la que se indica algunos puntos característicos. La Tierra sigue una trayectoria elíptica en su órbita alrededor del sol y tarda un año, es decir 365,4 días —en lo sucesivo supondremos que la duración de un año es de 365 días—, en completar la trayectoria. El Sol ocupa uno de los focos; y estos están tan próximos

que la variación de la distancia Sol-Tierra es apenas de un 2 %; si se pudiera ver dibujada en el espacio la totalidad de la trayectoria de la Tierra alrededor del Sol, el ojo humano sería incapaz de diferenciar la elipse de una circunferencia. La distancia media Sol-Tierra, r_0 , es de 149 646 557 km y a este valor se le denomina Unidad Astronómica (UA). El plano en el que se inscribe la trayectoria se denomina plano de la eclíptica y la práctica totalidad de planetas, la excepción es Plutón, se mueven en este plano —la órbita de la Luna está desviada 5° , por eso los eclipses no se producen mensualmente—. Al mismo tiempo, y con una periodicidad diaria, la Tierra rota respecto a un eje que pasa por los polos, eje polar, y que no es perpendicular al plano de la eclíptica sino que está girado $23,45^\circ$; el eje polar mantiene constante su dirección en el espacio en la escala temporal humana.

Cuatro de las posiciones características de la Tierra en su órbita se deben a la distancia Sol Tierra: máxima, denominada afelio, mínima, denominada perihelio, y dos posiciones en las que la Tierra está a la distancia media, r_0 . Desde la perspectiva energética, la variación de la distancia sol tierra solo tiene un efecto secundario en la radiación incidente, que varía con el cuadrado de la distancia, porque la variación relativa es muy pequeña; prueba de ello es que el verano en el hemisferio norte se inicia cuando la Tierra está en el punto más alejado del sol.

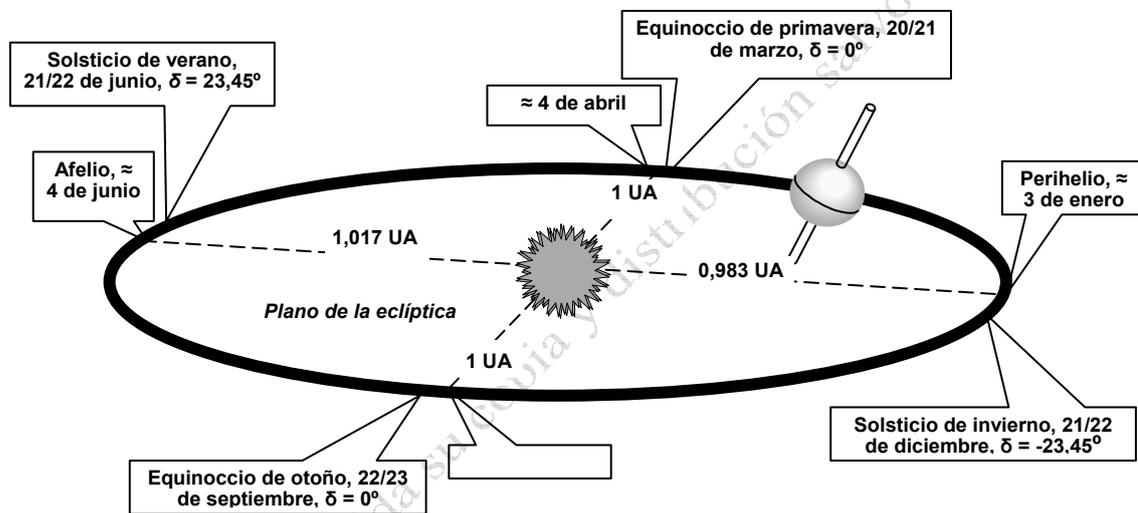


Figura 3. Sistema Sol Tierra. Sobre la trayectoria se señalan los puntos característicos

Las otras cuatro posiciones características^a están relacionadas con la proyección del eje polar sobre el plano de la eclíptica: los dos solsticios se corresponden con el instante en el que la proyección es perpendicular a la trayectoria, mientras que en los dos equinoccios la proyección es tangente. Energéticamente tienen mucha importancia porque el ángulo de incidencia de los rayos del sol, en una posición determinada de la superficie terrestre, está directamente relacionado con la situación de la Tierra entre estas posiciones. Tanto es así, que indican el comienzo de las estaciones: los equinoccios, la primavera y el otoño; y los solsticios, el verano y el invierno. Por ejemplo, el día 21 de junio, que es el del solsticio de verano para el hemisferio norte, las sombras de los edificios al mediodía son las más cortas

^a La proximidad entre el primer conjunto de posiciones y el segundo es circunstancial. De hecho, el eje polar modifica su orientación, pese a lo que se ha indicado de forma simplificada en el texto. Cada 26 000 años, el eje polar completa un ciclo del movimiento denominado de precesión, que es equivalente al que realiza el eje de rotación de una peonza; es consecuencia del efecto combinado de la atracción gravitatoria que ejercen el Sol y la Luna sobre la Tierra y que ésta no es perfectamente esférica. En cualquier caso este movimiento tiene un efecto despreciable sobre los modelos para el cálculo de la radiación solar.

del año. Pero antes de intentar visualizar con más detalle los solsticios y equinoccios, es conveniente cambiar el sistema de referencia implícito en la Figura 3, centrado en el Sol, a un sistema de referencia centrado en la Tierra como el de la Figura 4, en el que la Tierra mantiene el movimiento de rotación diario. El plano ecuatorial, que corta a la Tierra en dos mitades iguales y es perpendicular al eje polar, forma un ángulo constante con el plano de la eclíptica acorde con la inclinación del eje polar (los $23,45^\circ$ indicados antes). Ahora, es el Sol el que se desplaza alrededor de la Tierra siguiendo una trayectoria circular en el plano de la eclíptica; como es evidente tarda un año en completar la órbita. Este sistema de referencia facilita definir la declinación, δ , que es el ángulo que forma el vector Sol-Tierra con su proyección sobre el plano ecuatorial.

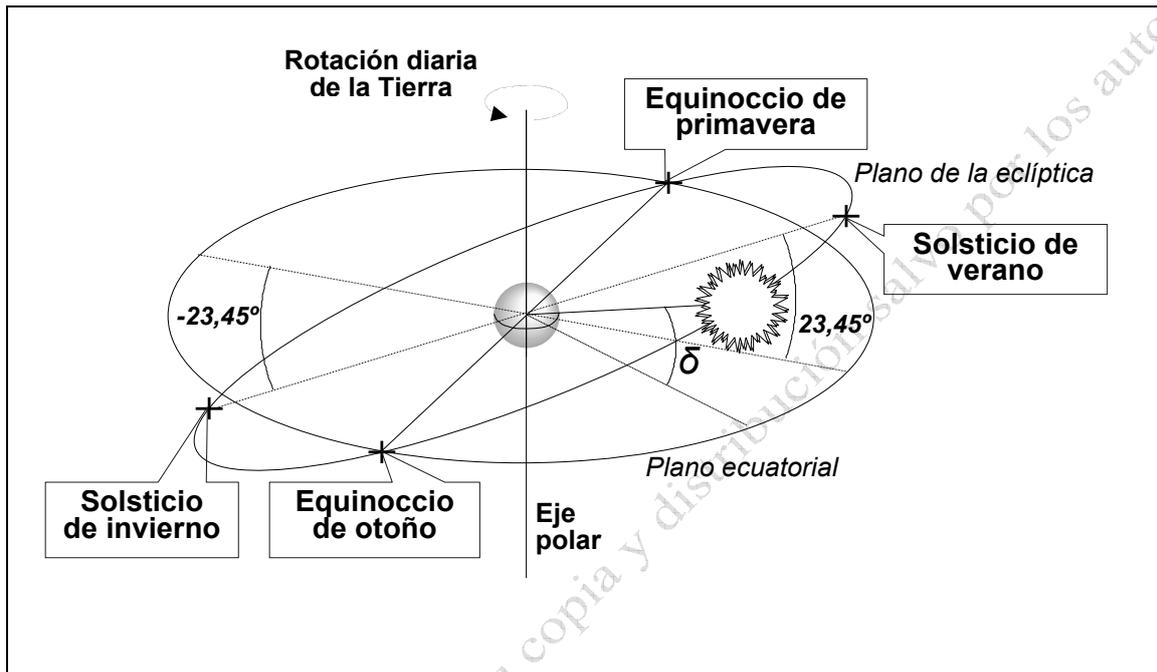


Figura 4. Sistema de referencia en el que la Tierra ocupa el centro y mantiene el movimiento de rotación diario.

Aunque la declinación varía a cada instante, puede considerarse que es constante para cada día, pues la variación diaria es inferior a $0,5^\circ$. Durante los solsticios la declinación es máxima, en valor absoluto, y es cero durante los equinoccios. En esta representación se puede observar que durante los solsticios, mientras que en un hemisferio el sol, al mediodía, alcanza la máxima elevación anual sobre el horizonte, en el otro hemisferio la elevación es mínima. En consecuencia, como la radiación solar sobre la superficie terrestre varía con el coseno del ángulo de incidencia, un hemisferio recibe bastante más radiación que el otro. Durante los equinoccios, sin embargo, la situación es idéntica en ambos hemisferios. La Figura 5 representa la orientación de la Tierra, vista desde el Sol, durante los solsticios y el equinoccio —es idéntica en los dos—. Las circunferencias sobre la esfera representan puntos de igual latitud, Φ . En línea más gruesa se resalta el ecuador, y los paralelos de latitud igual a $23,45^\circ$ y $-23,45^\circ$, que se denominan trópico de cáncer y trópico de capricornio, respectivamente; al mediodía del solsticio de verano, los rayos del sol son perpendiculares a una superficie horizontal, en el trópico de capricornio. Se puede observar que el tiempo diario en que el Sol está por encima del horizonte es variable en función de la latitud, en general. Solo los días del equinoccio este tiempo es igual, para todo el planeta, a 12 horas.

El valor diario de la declinación puede calcularse mediante la siguiente ecuación:

$$\delta(^{\circ}) = 23,45 \operatorname{sen} \left[\frac{360}{365} (d_n + 284) \right] \quad (\#)$$

en la que d_n representa el día del año y varía entre 1 y 365^a.

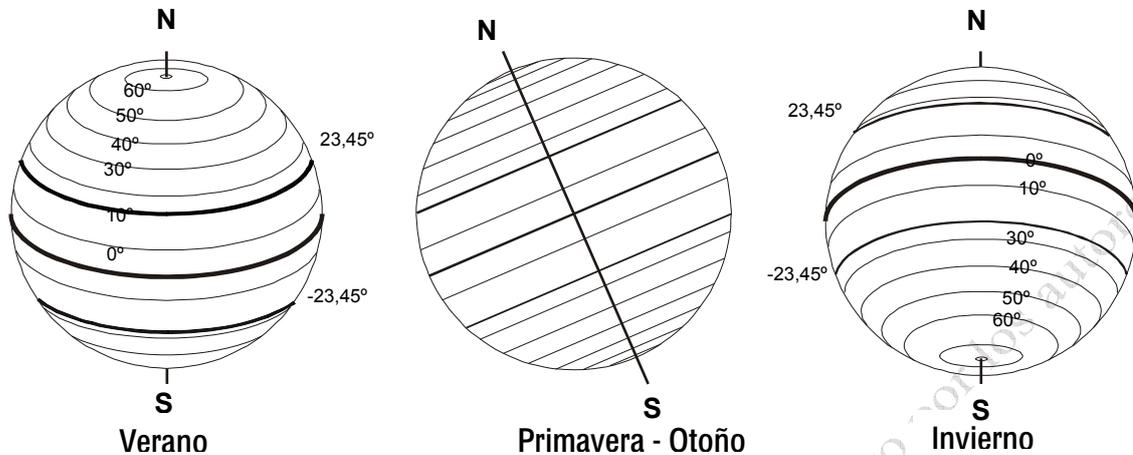


Figura 5 Vista de la Tierra desde el Sol durante los solsticios y el equinoccio

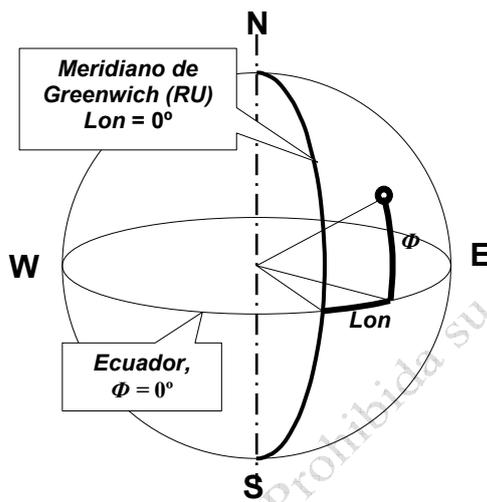


Figura 6 Definición de latitud, Φ , y longitud, Lon.

Al igual que la longitud, el valor de la latitud va acompañado, bien de la indicación de norte o sur, o de un signo que si es positivo indica el hemisferio norte y negativo el hemisferio sur.

Todavía hay que modificar el sistema de referencia para poder determinar la posición del sol en un instante determinado y en un emplazamiento definido por su latitud y longitud, que son las coordenadas usuales para localizar un punto sobre la superficie terrestre. En la Figura 6 se recuerda la definición de estas coordenadas. La longitud expresa la distancia angular del meridiano local, LL , con el meridiano de Greenwich (Reino Unido) que se considera como origen de meridianos, además de huso horario, LH , en Europa y África. El valor de la longitud va acompañado, bien de la indicación de este u oeste, o de un signo que si es positivo indica oeste y negativo este. La latitud de un emplazamiento se expresa como el ángulo que forma la línea que lo une con el centro de la Tierra y su proyección sobre el plano ecuatorial.

^a Se puede calcular el valor de la declinación solar de forma más exacta mediante la siguiente ecuación: $\delta(^{\circ}) = (0,006918 - 0,399912 \cos \Gamma + 0,070257 \operatorname{sen} \Gamma - 0,006758 \cos 2\Gamma + 0,000907 \operatorname{sen} 2\Gamma - 0,002697 \cos 3\Gamma + 0,00148 \operatorname{sen} 3\Gamma) 180/\pi$; donde $\Gamma(\operatorname{rad}) = \frac{2\pi(d_n - 1)}{365}$. Esta ecuación puede ser útil cuando se requiere mucha precisión en el cálculo de la posición solar, como es el caso en sistemas de seguimiento del sol para células de alta concentración.

Consideramos, ahora, un sistema de referencia centrado en un punto de la superficie terrestre, determinado por su latitud y longitud, sobre el que se desea calcular las coordenadas del sol en un instante del año. En la figura 7 se representa el sistema de referencia para una localidad de latitud 40°N .

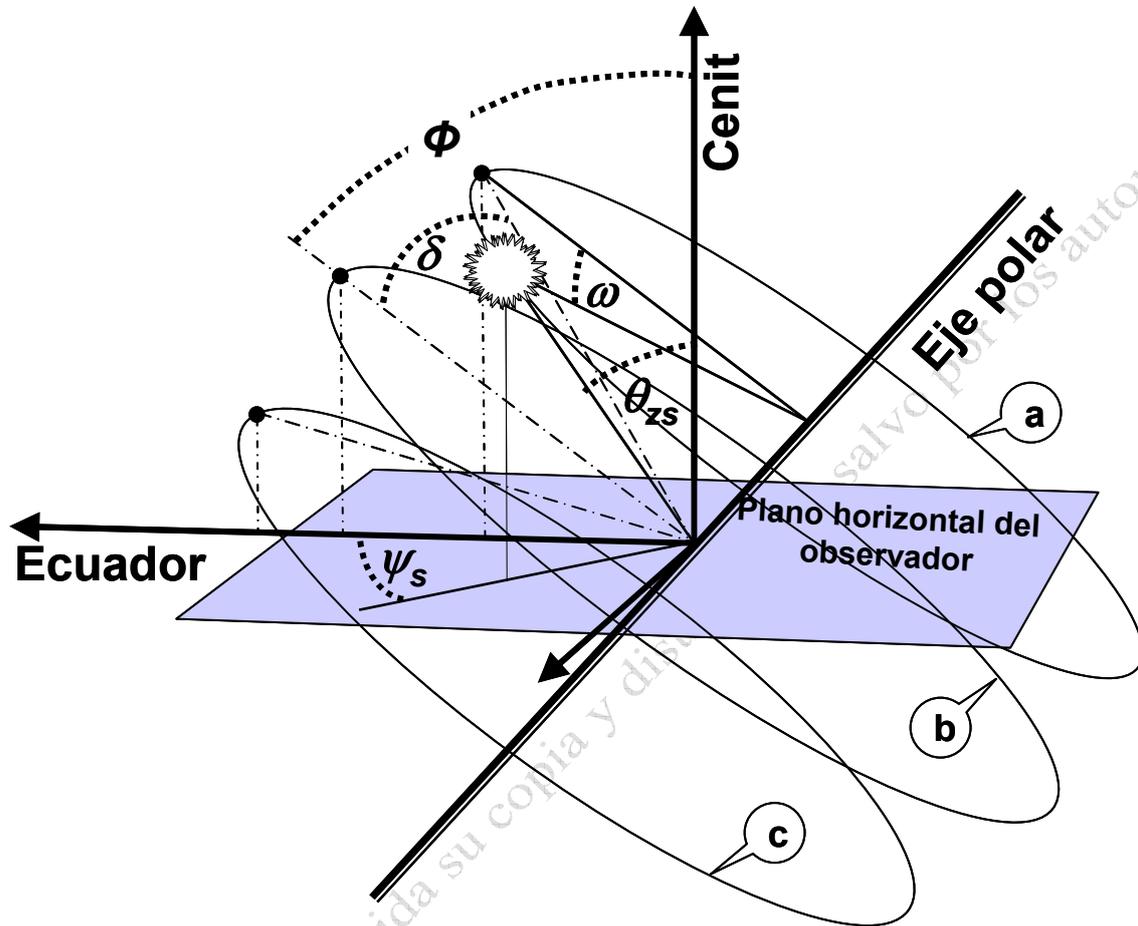


Figura 7. Representación de la trayectoria del Sol los días del solsticio de verano (a), equinoccios (b) y solsticio de invierno (c) en un punto de la superficie terrestre de latitud $\Phi = \pm 40^{\circ}$. La posición del sol está determinada mediante la declinación, δ , y el ángulo solar horario, ω , o mediante el ángulo cenital, q_{zs} , y el acimut, ψ_s .

El Eje vertical se denomina cenit y es perpendicular al plano horizontal, tangente a la superficie de la esfera terrestre en el punto de observación, que es el origen del sistema de referencia, a su vez. El eje de ordenadas es tangente al meridiano que pasa por el origen de coordenadas y está orientado hacia el ecuador. El Sol, en este sistema de referencia, tiene un movimiento diario circular. Cada día describe una circunferencia alrededor del punto de observación y todas las circunferencias son paralelas entre sí^a. Se toma como referencia la trayectoria del día del equinoccio, $\delta = 0$, porque ese día el ángulo que forma el vector sol tierra con el cenit del observador, denominado ángulo cenital, q_{zs} , coincide con el valor de la latitud en el instante del mediodía. Observe en la Figura 5b que, durante el equinoccio, los

^a En realidad, el movimiento aparente del Sol es helicoidal, porque la declinación cambia a cada instante, pero considerar un valor constante de la declinación para cada día es equivalente a que cada día el Sol se mueve en un único plano.

rayos del sol son paralelos al plano ecuatorial –la distancia Sol-Tierra es tan grande que pueden considerarse paralelos entre sí—. A lo largo del año, el sol se mueve entre los valores extremos de la declinación: $+23,45^\circ$, en el solsticio de verano, y $-23,45^\circ$, en el de invierno, (trayectorias a y c, respectivamente). Todas las posibles posiciones del Sol están inscritas en las paredes de un cilindro cuyas tapas son las trayectorias del sol en los solsticios. Se puede visualizar la banda de trayectorias para diferentes latitudes sin más que rotar el cilindro respecto al eje este-oeste que pasa por su centro en función de la nueva latitud. En el caso del ecuador, $\Phi = 0^\circ$, el eje de revolución del cilindro es horizontal: las trayectorias aparentes del sol son perpendiculares al plano horizontal. Por el contrario, en los polos, $\Phi = 90^\circ$, el eje de revolución del cilindro es vertical de forma que las trayectorias diarias del sol son paralelas al plano horizontal.

La posición del sol, en un instante del día, está determinada por la declinación del día y por el ángulo solar horario, ω , que tiene su origen en el mediodía solar, valores negativos para las horas anteriores, y positivos para las posteriores. Una hora equivale a un ángulo horario de 15° , ya que la tierra tarda 24 horas en dar una revolución completa.

Sin embargo, este par de valores no están referenciados directamente en el sistema de referencia escogido por lo que es más adecuado expresar la posición del sol en función del ángulo cenital, θ_{zs}^a , que es el ángulo que forma el vector sol-tierra con el eje z (cenit) del sistema de referencia y el ángulo acimutal, ψ_s , que es el formado por la proyección del vector sol-tierra sobre el plano horizontal y la dirección del ecuador –la tangente al meridiano que pasa por el origen del sistema de referencia—.

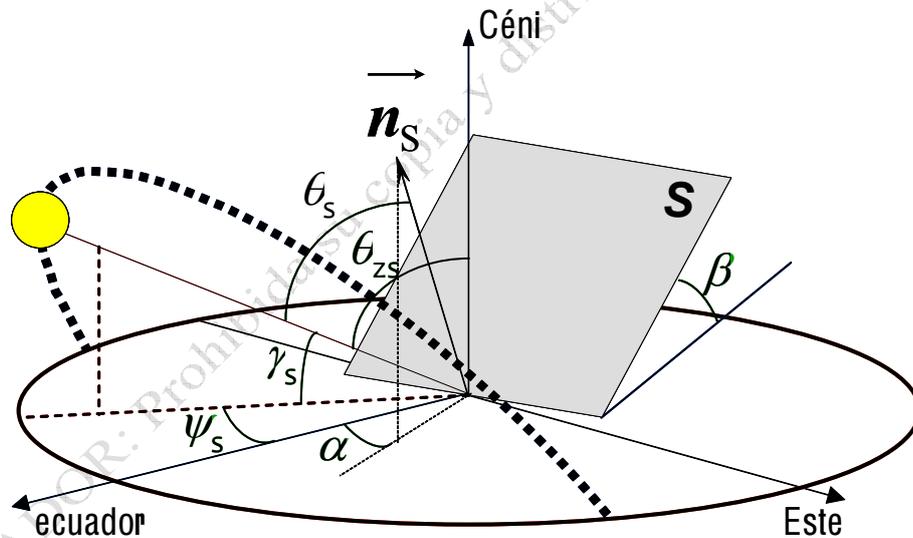


Figura 8. Representación de los ángulos de posición del sol y de la superficie colectora

Los valores del ángulo cenital y acimutal se calculan mediante las siguientes expresiones

$$\cos \theta_{zs} = \sin \delta \cdot \sin \phi + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \cos \omega = \sin \gamma_s \quad (\#)$$

$$\cos \psi_s = \frac{\sin \gamma_s \sin \phi - \sin \delta}{\cos \gamma_s \cos \phi} \quad (\#)$$

^a Es muy habitual utilizar el ángulo complementario del cenital: el ángulo de elevación, γ_s .
La Radiación solar

Igual que el ángulo solar horario, el ángulo acimutal es positivo antes del mediodía y negativo después. El ángulo cenital es inferior a 90° cuando el sol está por encima del horizonte y superior en el caso contrario. En el instante de la salida y puesta del sol $q_{ZS} = 90^\circ$, que permite calcular el ángulo solar horario en esta circunstancia. El ángulo solar horario del amanecer es:

$$\omega_s = \arccos(-\operatorname{tg} \delta \cdot \operatorname{tg} \phi)$$

El ángulo de puesta del sol (ω_p) es el mismo con signo contrario, es decir:

$$\omega_p = -\omega_s$$

Con estas ecuaciones se puede describir el movimiento del Sol para cualquier punto de la Tierra. Su aplicación es muy amplia en la Ingeniería de los Sistemas Fotovoltaicos, en especial cuando las superficies de captación siguen de algún modo la trayectoria del sol. Son imprescindibles en la implementación de algoritmos de cálculo de la radiación solar cuando el dato de partida son valores horarios.

Salvo en el caso de superficies captadoras horizontales también es necesario calcular el ángulo de incidencia, θ_s , del vector sol-tierra sobre la superficie. Para ello, definimos la orientación de la superficie mediante dos ángulos, α y β . El primero indica el acimut de la superficie, es decir, el ángulo que forma la proyección de normal a la superficie sobre el plano horizontal con la dirección ecuador. El segundo indica el ángulo que forma la superficie con el plano horizontal. En la figura # se muestran los tres ángulos.

El valor del ángulo de incidencia para cualquier valor de α y β se obtiene mediante la expresión:

$$\begin{aligned} \cos \theta_s = & \operatorname{sen} \delta \operatorname{sen} \phi \cos \beta - \operatorname{sen} \delta \cos \phi \operatorname{sen} \beta \cos \alpha + \\ & + \cos \delta \cos \phi \cos \beta \cos \omega + \cos \delta \operatorname{sen} \phi \operatorname{sen} \beta \cos \alpha \cos \omega + \\ & + \cos \delta \operatorname{sen} \alpha \operatorname{sen} \omega \operatorname{sen} \beta \end{aligned}$$

que se simplifica mucho para las superficies orientadas hacia el ecuador, para las cuales α es igual a cero:

$$\cos \theta_s = \operatorname{sen} \delta \operatorname{sen} (\phi - \beta) + \cos \delta \cos (\phi - \beta) \cos \omega$$

En general, el rango de valores del ángulo solar horario entre los que la cara activa de la superficie de captación recibe radiación directa del Sol, no coinciden con los de amanecer y atardecer.

Para el cálculo de la hora de salida del sol sobre la superficie (ω_{ss}) y hora de puesta del sol sobre la superficie (ω_{ps}) se emplean las siguientes ecuaciones:

a) Para superficies orientadas hacia el Este ($\alpha > 0$):

$$\begin{aligned} \omega_{ss} = & \operatorname{mín} \left[\omega_s, \arccos \left(\frac{-x \cdot y - \sqrt{x^2 - y^2 + 1}}{x^2 + 1} \right) \right] \\ \omega_{ps} = & -\operatorname{mín} \left[\omega_s, \arccos \left(\frac{-x \cdot y + \sqrt{x^2 - y^2 + 1}}{x^2 + 1} \right) \right] \end{aligned}$$

b) Para superficies orientadas hacia el Oeste ($\alpha < 0$):

$$\omega_{ss} = \min \left[\omega_s, \arccos \left(\frac{-x \cdot y + \sqrt{x^2 - y^2 + 1}}{x^2 + 1} \right) \right]$$

$$\omega_{ps} = -\min \left[\omega_s, \arccos \left(\frac{-x \cdot y - \sqrt{x^2 - y^2 + 1}}{x^2 + 1} \right) \right]$$

donde x e y son cambios de variable con el siguiente valor:

$$\begin{cases} x = \frac{\cos \phi}{\sin \alpha \operatorname{tg} \beta} + \frac{\sin \phi}{\operatorname{tg} \alpha} \\ y = \operatorname{tg} \delta \left(\frac{\sin \phi}{\sin \alpha \operatorname{tg} \beta} - \frac{\cos \phi}{\operatorname{tg} \alpha} \right) \end{cases}$$

Al igual que sucede para la ecuación #, las anteriores se simplifican mucho cuando la superficie tiene un acimut cero, es decir, cuando está orientada al mediodía solar. En ese caso:

$$\omega_{ss} = \operatorname{Min}[\omega_s, \arccos(-\tan \delta \cdot \tan(\phi - \beta))] = \omega_{ps}$$

Es habitual que el problema de determinar la posición del Sol se exprese en términos de hora oficial, en vez de en función del ángulo solar horario. La relación entre las dos variables se complica por el hecho de que la duración solar de los días, entendida como el tiempo que transcurre entre dos posiciones de mediodía consecutivas, no es exactamente igual a 24 horas. Esto se debe a que la trayectoria de la Tierra alrededor del Sol es elíptica y a que el eje polar está inclinado $23,45^\circ$ lo que provoca variaciones de hasta 16 minutos. La diferencia entre la hora solar observable y la hora solar media se expresa mediante la ecuación de tiempo, ET , que de forma simplificada se expresa mediante:

$$ET = -7,64 \operatorname{sen}(d_n - 2) + 9,86 \operatorname{sen}[2(d_n - 80)]$$

En la Figura 9 puede verse la representación gráfica de la ecuación de tiempo.

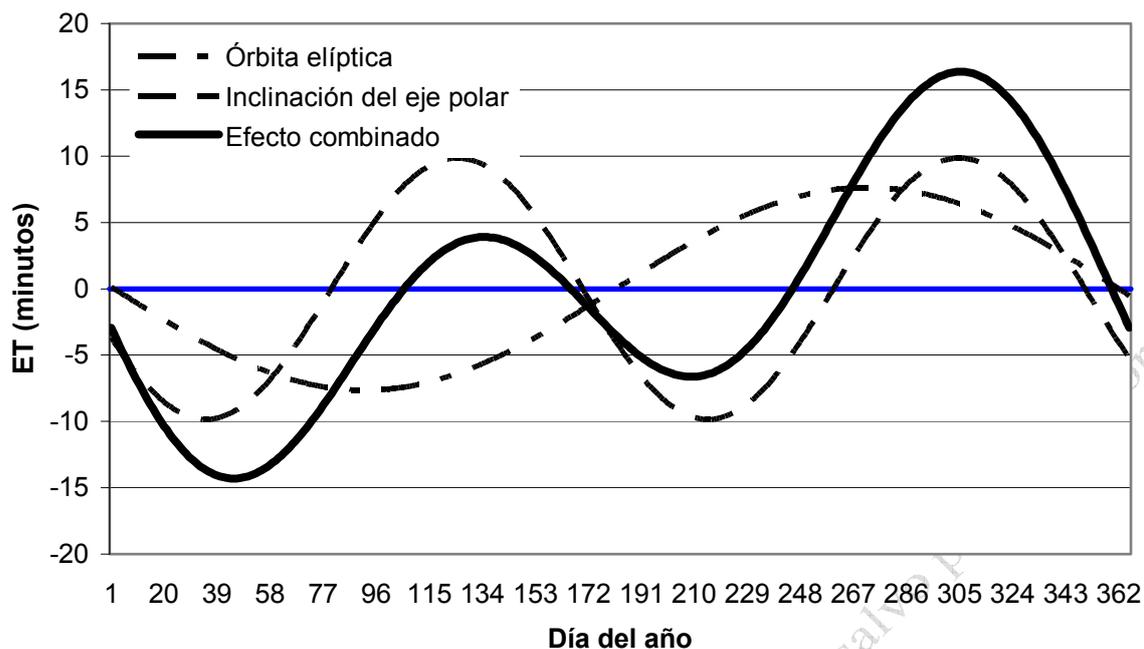


Figura 9. Representación de la ecuación de tiempo

Finalmente, el cálculo del ángulo solar horario, para un instante determinado puede realizarse mediante la expresión siguiente:

$$\omega = (12 - ET + AO - TO) \cdot 15 - (LL - LH)$$

donde AO es el adelanto oficial que en Europa es de una hora en invierno y dos en verano; TO es la hora oficial; LL es la longitud del meridiano local y LH es la longitud del huso horario.

3 Estimación de la radiación solar

Como se indica al inicio de este apartado, los modelos físicos basados en caracterizar el comportamiento y evolución de la atmósfera para calcular la radiación solar no conducen a resultados mínimamente precisos. Mientras que la radiación extratmosférica, B_0 , puede calcularse de forma analítica, el complejo efecto de filtrado de la atmósfera hace impracticable una solución analítica para calcular la radiación solar, G , que incide sobre un punto de la superficie terrestre.

El procedimiento de cálculo para estimar la energía solar captada por una superficie colectora en un emplazamiento determinado requiere disponer de amplios registros de medidas de radiación. Como se verá más adelante, de la relación entre la radiación extratmosférica y la radiación global se puede inferir cual es la proporción entre las componentes de ésta, es decir, que parte corresponde a radiación directa, B , y que parte corresponde a radiación difusa, D . Conocidas las componentes de la radiación solar, el cálculo de la radiación incidente sobre una superficie arbitrariamente orientada se realiza obteniendo por separado, mediante procedimientos analíticos, las componentes sobre el plano indicado y sumándolas.

Para evitar la ambigüedad del término “radiación”, para el que no está muy claro qué unidades físicas le corresponden, se utilizan las variables irradiancia e irradiación. La primera se mide en unidades de potencia por superficie y la segunda en unidades de energía por

superficie; la irradiación es la integral de la irradiancia a lo largo de un periodo determinado -horario, diario, mensual o anual, son los más habituales—. La diferencia entre una y otra variable se indica mediante el uso de subíndices: cuando las variables de radiación no llevan subíndice se refieren a valores instantáneos, es decir, valores de irradiancia, mientras que cuando están acompañadas de subíndice se refieren a valores acumulados durante una hora, h , un día, d , o todo el año, a . Cuando los valores son promedios, es decir, cuando la variable se corresponde al promedio de los valores de irradiación diaria para un mes concreto de todo el registro de datos, por ejemplo, se añade otro subíndice, m , para indicar esta circunstancia. Por último, el plano de captación al que se refieren los parámetros se indica mediante los valores α y β de la superficie, salvo en el caso de $\alpha = 0$, en el que por ser el más habitual solo se indica el valor de β . Para aclarar la nomenclatura algunos ejemplos: $G(0)$, irradiancia global sobre superficie horizontal; $G_{dm}(\alpha, \beta)$ irradiación global diaria media mensual sobre una superficie arbitrariamente orientada; $B(90)$ irradiancia directa sobre una superficie vertical orientada al ecuador; o $G_{am}(\Phi)$, que es la irradiación anual promedio cuando la inclinación del plano de captación, orientado al sur, es igual a la latitud.

3.1 Radiación solar extraterrestre

Se denomina radiación solar extraterrestre a la cantidad de energía que es recibida por un receptor situado fuera de la atmósfera. En el vacío casi absoluto del espacio, no hay radiación difusa apreciable por lo que toda la radiación luminosa procede exclusivamente del Sol.

La irradiancia extraterrestre, B_0^a , sobre una superficie horizontal puede calcularse mediante la siguiente expresión:

$$B_0(0) = B_{SC} \varepsilon_0 \cos \theta_{zs}$$

B_{SC} es la constante solar, la irradiancia que se mide sobre un plano normal al vector sol-tierra, a una distancia del Sol igual a una unidad astronómica; su valor es de 1367 W/m^2 . El parámetro ε_0 corrige el valor de la irradiancia extratmosférica para otras distancias sol-tierra:

$$\varepsilon_0 = (r_0 / r)^2 = 1 + 0,033 \cos(360 d_n / 365)$$

donde r_0 es la distancia media sol tierra (1 UA) y r la distancia en el día d_n . Este parámetro, la radiación extratmosférica, tiene su utilidad en la comparación con los valores medidos de radiación global, como se verá más adelante, y el registro de datos de radiación global se hace en valores horarios de irradiación o diarios. Para pasar del valor de irradiancia al de irradiación horaria simplemente se multiplica por una hora la ecuación # y se toma como valor del ángulo cenital el valor central de la hora.

Si se integra la irradiancia extratmosférica a lo largo de un día se obtiene la irradiación extratmosférica diaria:

$$B_{0d}(0) = (24/\pi) B_{SC} \varepsilon_0 (\cos \phi \cdot \cos \delta) (\omega_s \cos \omega_s - \text{sen } \omega_s)$$

donde ω_s está expresada en radianes y el resultado en Wh / m^2 .

Se observa que la irradiación extraterrestre es función del día, expresado por la distancia relativa Sol – Tierra, de la declinación y también del lugar considerado, representado por su latitud.

^a Observese que se utiliza la misma letra para designar la irradiancia extratmosférica y la directa porque ambas proceden de una dirección única; para diferenciarlas se añade a la primera un subíndice 0.

3.2 Irradiación global sobre superficie horizontal

La determinación de la radiación solar en una localidad determinada requiere de la toma de datos sistemática de este parámetro, que no puede calcularse con suficiente precisión mediante procedimientos analíticos. Se necesitan alrededor de diez años –como mínimo siete— de valores diarios de irradiación global para considerar que el comportamiento de este parámetro está adecuadamente representado.

Desde hace varias décadas se miden las horas de sol efectivas en muchos sitios, que es una medida indirecta de este parámetro. A partir de estos valores se puede obtener la irradiación global diaria media mensual sobre plano horizontal $G_{dm}(0)$ mediante las correlaciones de Armstrong. De hecho esta información, doce valores de $G_{dm}(0)$ correspondientes a los doce meses del año, es la más fácilmente accesible. Con el desarrollo de las aplicaciones solares se ha potenciado la colección de datos más precisos, en concreto desde los años 70 muchas estaciones meteorológicas de los países desarrollados recogen medidas diarias de la irradiación global sobre superficie horizontal y, en algunos casos, horarias –en España se mide radiación solar en 42 estaciones meteorológicas, 11 de las cuales tienen registros horarios—. No obstante, el acceso a estos datos es difícil, en general.

El procedimiento que se está potenciando en la actualidad es la obtención de la irradiación global a partir de fotografías de satélite. Los resultados son esperanzadores. Aunque el error en comparación con las medidas terrestres puede alcanzar hasta el 18%, permiten disponer de información sobre toda la superficie de la Tierra. En concreto, sobre áreas rurales de los países en vías de desarrollo, que son uno de los escenarios prioritarios para el desarrollo de aplicaciones solares^a.

Para lo que sigue supondremos que disponemos de datos diarios de irradiación global sobre superficie horizontal, bien sean promediados para caracterizar un mes o bien sean en forma de series de varios años. En la Tabla 1 se muestran los valores de irradiación extratmosférica y global sobre superficie horizontal de Madrid.

El Anexo I se incluyen datos de irradiación promedio diaria sobre superficie horizontal correspondientes a capitales de provincia españolas.

^a Varios servidores en la Red proporcionan información sobre medidas de irradiación mediante satélites como *The European Database of Daylight and Solar Radiation* <http://www.satel-light.com/>
La Radiación solar

Tabla 1. Datos de radiación en Madrid

Mes	Fecha ^a	d_n	δ (°)	$B_{Od}(0)$ (kWh/m ²)	$G_{dm}(0)$ (kWh/m ²)
Enero	17	17	-20,90	4,12	1,99
Febrero	15	46	-13,29	5,55	2,64
Marzo	16	75	- 2,42	7,48	4,32
Abril	15	105	9,41	9,43	5,32
Mayo	15	135	18,79	10,86	6,28
Junio	10	161	23,01	11,47	7,29
Julio	17	198	21,18	11,17	7,47
Agosto	16	228	13,45	9,99	6,62
Septiembre	16	258	1,81	8,14	5,11
Octubre	16	289	- 9,97	6,13	3,40
Noviembre	15	319	-19,15	4,46	2,16
Diciembre	11	345	-23,12	3,70	1,72
Promedio Anual				7,72	4,53

a) La fecha que se utiliza para los cálculos no coincide, en general, con el día central del mes. El motivo es que la división del año solar en meses es muy arbitraria, obedece más a razones históricas que a una división asociada al ciclo solar. Por ejemplo, agosto tiene 31 días porque Augusto, el emperador romano, no quería que el mes que lleva su nombre tuviese menos días que julio.

3.3 Componentes directa y difusa de la radiación sobre superficie horizontal

El paso siguiente en el proceso de cálculo de la irradiación incidente en una superficie arbitrariamente orientada consiste en la separación de la irradiación global sobre superficie horizontal en sus componentes directa y difusa. La idea básica para ello fue propuesta originariamente por Liu y Jordan¹, quien observó un comportamiento general entre dos nuevas variables de irradiación: el índice de claridad, K_T , que es la relación entre la irradiación global y la extratmosférica, y la fracción de difusa, K_D , que es la relación entre la irradiación difusa y la irradiación global.

Como puede observarse en la figura, a medida que el índice de claridad es más alto, lo que indica una atmósfera más transparente y en consecuencia que atenúa menos la irradiación extratmosférica, la fracción de difusa es más baja, es decir, la componente de irradiación difusa es menos significativa respecto a la irradiación global. Este comportamiento puede considerarse universal.

Aunque se aprecia una fuerte correlación entre los dos índices, también se observa que hay margen para diferentes relaciones funcionales. La opción más aconsejable es utilizar, cuando estén disponibles, correlaciones locales entre el índice de claridad y la fracción de difusa de las que hay muchas propuestas en las revistas científicas sobre energía solar. En caso contrario se recomienda utilizar la que se utiliza con mayor frecuencia, propuesta por Collares-Pereira y Rabl², que para valores diarios de la irradiación global tiene la expresión:

$$\begin{cases} K_D = 0,99 & \text{para } K_T \leq 0,17 \\ K_D = 1,188 - 2,272 K_T + 9,473 K_T^2 - 21,856 K_T^3 + 14,648 K_T^4 & \text{para } 0,17 \leq K_T \leq 0,8 \\ K_D = 0,255 & \text{para } K_T > 0,8 \end{cases}$$

donde $K_T = \frac{G_d(0)}{B_{0d}(0)}$ y $K_D = \frac{D_d(0)}{G_d(0)}$.

Cuando los valores de partida son promedios mensuales de valores diarios, la correlación que se utiliza es:

$$K_{Dm} = 1 - 1,13K_{Tm}$$

donde $K_{Tm} = \frac{G_{dm}(0)}{B_{0dm}(0)}$ y $K_{Dm} = \frac{D_{dm}(0)}{G_{dm}(0)}$.

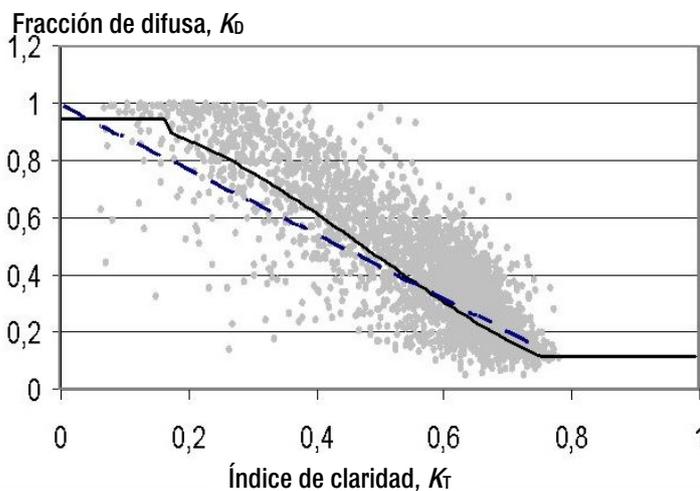


Figura 10. Relación entre el índice de claridad y la fracción de difusa diaria. La línea de puntos se corresponde con la relación entre promedios mensuales de valores diarios, mientras que la curva de trazo continuo corresponde a la relación entre valores diarios. Nota: Los puntos corresponden a valores registrados por el INM en Madrid.

En resumen, conocido el valor de irradiación global diaria, se calcula la irradiación extratmosférica diaria y con estos dos valores el índice de claridad diario. En función de si la irradiación global diaria corresponde a un valor individual o a un valor promediado utilizaremos una u otra expresión para calcular la fracción de difusa. Finalmente se obtiene la irradiación difusa diaria, y la irradiación directa diaria se calcula de forma muy sencilla restando a la global, la difusa.

A partir de este punto, se pueden emprender diversos procedimientos para calcular la irradiación que incide sobre una superficie. La elección depende de la orientación de ésta, de la disponibilidad de datos de irradiación global y del grado de precisión deseado.

En este texto se describen dos procedimientos, el primero es válido para cualquier tipo de orientación porque el cálculo se realiza en intervalos horarios, de modo que puede calcularse, para cada hora, la irradiación incidente sobre una superficie arbitrariamente orientada; como se verá, tiene la ventaja añadida de que permite utilizar algoritmos más representativos de la naturaleza de la radiación solar. El segundo utiliza intervalos diarios y el modelo que se

presenta solo permite cálculos sobre superficies estáticas y orientadas hacia el ecuador, además, requiere de importantes simplificaciones sobre la radiancia del cielo. Tiene a su favor que permite realizar estimaciones sencillas y bastante aproximadas en la mayoría de los casos; este método se describe en el apartado 3.3.6.

3.4 Estimación de la irradiación horaria a partir de valores de irradiación diaria

Los registros horarios de datos de radiación solar son muy escasos y de difícil acceso, aunque esto mismo sucede en el caso valores diarios. De hecho, la información sobre la radiación solar que incide en una localidad más fácilmente disponible se reduce a los promedios mensuales de irradiación global sobre superficie horizontal. De algunas estaciones meteorológicas, en el entorno de los países desarrollados, es posible disponer del Año Meteorológico típico, del que se hablará más tarde.

Para estimar los valores de irradiación horaria a partir de los valores de irradiación diaria se utilizan las siguientes relaciones:

$$r_d = \frac{D_h(0)}{D_d(0)} \quad r_g = \frac{G_h(0)}{G_d(0)}$$

Los parámetros r_d y r_g se calculan mediante las expresiones propuestas por Liu y Jordan¹:

$$r_d = \frac{\pi}{T} \left(\frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\text{sen} \omega_s - \omega_s \cdot \cos \omega_s} \right) \quad r_g = r_d \cdot (a + b \cdot \cos \omega)$$

$$a = 0,409 + 0,5016 \cdot \text{sen}(\omega_s - 1,047)$$

$$b = 0,6609 - 0,4767 \cdot \text{sen}(\omega_s - 1,047)$$

donde ω y ω_s están en radianes y T es la longitud del día en horas (T = 24)

Con estas expresiones se puede descomponer en valores de irradiación difusa horaria, $D_h(0)$, y de irradiación global horaria, $G_h(0)$, los correspondientes valores diarios, $D_d(0)$ y $G_d(0)$. Su diferencia es la irradiación directa horaria:

$$B_h(0) = G_h(0) - D_h(0)$$

Para el diseño de aplicaciones informáticas en las que se pretende algún tipo de cálculo energético sobre la irradiación solar, y en las que el análisis se repite para diferentes días del año, es habitual calcular un número de valores de irradiación horaria igual para todos los días del año. Para latitudes inferiores a 50° es suficiente con 16 valores horarios, que se reduce a ocho cálculos horarios por día, ya que los resultados respecto al mediodía solar son simétricos.

3.5 Radiación sobre superficies arbitrariamente orientadas

Las fuentes de datos de radiación disponibles siempre hacen referencia a superficies horizontales, mientras que los generadores solares en muy raras ocasiones están en esta posición. La naturaleza de la aplicación o la estrategia de captación determinan que el ángulo que forma el captador con el plano horizontal, β , y el que forma con el meridiano, α , puede tener diferentes valores; en los sistemas con seguimiento del sol, los ángulos cambian

regularmente. Es necesario, por tanto, calcular las diferentes componentes de la irradiación horaria sobre una superficie inclinada, a partir de las componentes directa y difusa de la irradiación horaria sobre una superficie horizontal, $B_h(0)$ y $D_h(0)$.

La forma más evidente para calcular la irradiación global horaria sobre una superficie inclinada, $G_h(\beta, \alpha)$, es calcular por separado cada una de sus componentes: la irradiación directa, $B_h(\beta, \alpha)$, la irradiación difusa $D_h(\beta, \alpha)$, y la irradiación reflejada o de albedo $R_h(\beta, \alpha)$. Una vez conocidas éstas, la irradiación global que incide sobre la superficie se obtiene sumándolas:

$$G_h(\beta, \alpha) = B_h(\beta, \alpha) + D_h(\beta, \alpha) + R_h(\beta, \alpha)$$

Examinemos a continuación la forma de calcular cada una de estas componentes. En cuanto a la irradiación directa, consideraciones geométricas sencillas (la ley del coseno) llevan a:

$$B_h(\beta, \alpha) = \frac{B_h(0)}{\cos \theta_{zs}} \cdot \max(0, \cos \theta_s)$$

donde θ_{zs} es el ángulo cenital y θ_s el ángulo de incidencia. Ambos corresponden al valor promedio de la hora en cuestión. En realidad, se aproxima el valor horario de irradiación al considerar que la irradiancia, calculada para los valores de ángulo indicados, se mantiene constante a lo largo de la hora.

La componente difusa es de más compleja estimación. Corresponde a la radiancia que emite todo el cielo a excepción del disco solar. La dificultad proviene de que esta radiancia no es uniforme: dependiendo de las características de la atmósfera del momento, la distribución de la radiancia puede ser muy variada; la radiación difusa es anisotrópica. Solo en el caso de días completamente cubiertos de nubes, en los que no se puede apreciar la posición del sol y la coloración del cielo es uniforme, la radiación difusa es isotrópica.

Se han propuesto diversos modelos para el cálculo de la irradiancia difusa entre los que destaca, para su uso en aplicaciones informáticas, el modelo de Pérez³, por ser bastante preciso a la vez que sencillo.

El modelo de Pérez diferencia tres zonas en el cielo desde donde llega radiación difusa hasta el receptor: una zona circumsolar con una cierta extensión angular ξ_1 (desde donde incide radiación distinta de la directa, es decir, que haya sufrido algún tipo de dispersión), una banda horizontal con otra extensión angular ξ_2 , y el resto de la bóveda celeste (que se supone que se comporta como un emisor isotrópico de radiación).

Una versión simplificada de este modelo asume que toda la radiación emitida por la región circumsolar, $D_h^C(\beta, \alpha)$, procede de un único punto central ($\xi_1=0$) y que toda la emitida por la banda horizontal procede del horizonte ($\xi_2=0$). El resultado es entonces:

$$D_h^C(\beta, \alpha) = D_h(0) \cdot \left[k_3 \frac{\cos \theta_s}{\cos \theta_{zs}} \right]$$

$$D_h^I(\beta, \alpha) = D_h(0) \cdot \left[\frac{(1 + \cos \beta)(1 - k_3)}{2} + k_4 \text{sen} \beta \right]$$

$D_h^I(\beta, \alpha)$, es la irradiación difusa isotrópica, que es suma de la procedente del horizonte y del cielo. Los parámetros k_3 y k_4 , que son adimensionales, definen la contribución relativa de la región circumsolar y de la banda del horizonte al total de la irradiación difusa.

Para facilitar su cálculo, el autor propone establecer las siguientes relaciones:

$$k_3 = k_{31}(\varepsilon) + k_{32}(\varepsilon) \Delta + k_{33}(\varepsilon) \theta_{ZS}$$

$$k_4 = k_{41}(\varepsilon) + k_{42}(\varepsilon) \Delta + k_{43}(\varepsilon) \theta_{ZS}$$

donde θ_{ZS} se expresa en radianes y:

$$\varepsilon = \frac{D_h(0) + B_h(0) / \cos \theta_{ZS}}{D_h(0)}$$

$$\Delta = \frac{D_h(0) \cdot AM}{B_o}$$

$$AM = \frac{1}{\cos \theta_{ZS}}$$

Los valores de los coeficientes k_{31} , k_{32} , k_{33} , k_{41} , k_{42} y k_{43} se obtienen a partir de una tabla de coeficientes que depende del valor de ε , y que ha sido configurada a partir del análisis de valores experimentales de la componente difusa de distintos lugares del mundo.

Tabla 2 Coeficientes para la implementación del modelo Pérez

Intervalo de ε	k_{31}	k_{32}	k_{33}	k_{41}	k_{42}	k_{43}
1,000 - 1,056	-0,042	0,550	-0,044	-0,120	0,138	-0,034
1,056 - 1,253	0,261	0,559	-0,243	-0,019	0,083	-0,081
1,253 - 1,586	0,481	0,460	-0,354	0,077	-0,006	-0,116
1,586 - 2,134	0,825	0,187	-0,532	0,172	-0,050	-0,151
2,134 - 3,230	1,102	-0,299	-0,586	0,350	-0,398	-0,171
3,230 - 5,980	1,226	-0,451	-0,617	0,444	-0,949	-0,073
5,980 - 10,080	1,367	-0,838	-0,655	0,431	-1,750	0,094
10,080 - 4	0,978	-0,812	-0,393	0,335	-2,160	0,186

La radiación de albedo es la radiación reflejada por la superficie terrestre y que incide en la superficie del generador. El valor de esta componente es generalmente pequeño debido a la baja reflectividad de la mayoría de los suelos, por lo que no se han desarrollado modelos muy precisos para su cálculo. Lo más usual es suponer que el suelo se comporta como una superficie horizontal e infinita que refleja isotrópicamente la radiación que recibe. En este supuesto, la irradiación procedente del albedo e incidente sobre una superficie inclinada viene dada por:

$$R_h(\beta) = G_h(0) \rho \frac{(1 - \cos \beta)}{2}$$

donde ρ es la reflectividad del suelo, que depende de su composición. Cuando no se conoce este valor, se suele suponer $\rho = 0,2$.

Una vez obtenidas las tres componentes, se suman para obtener la irradiación horaria global sobre el plano de captación. La suma de los valores horarios a lo largo de un día es la irradiación global diaria captada, que en función de si los valores de origen son promedios mensuales o valores individuales corresponderá a irradiación diaria, $G_d(\beta, \alpha)$, o irradiación diaria media, $G_{dm}(\beta, \alpha)$.

3.6 Irradiación diaria sobre superficies orientadas al ecuador

El procedimiento previo no es adecuado para estimaciones rápidas o cálculos sin ayuda de ordenador. En el caso de superficies de captación orientadas al ecuador, que es lo habitual en aplicaciones aisladas y en centrales fotovoltaicas, se puede obtener la irradiación global diaria, para cualquier inclinación, β , a partir de las componentes de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, sin necesidad del cálculo de valores horarios. Este procedimiento tiene el inconveniente de que requiere suponer que la irradiación difusa es isotrópica; la consecuencia es que tiende a subvalorar la importancia de esta componente, lo que conduce a sobredimensionar las instalaciones.

La irradiación global diaria se calcula, ahora, mediante:

$$G_{dm}(\beta, 0) = B_{dm}(0)R_b + D_{dm}(0)\frac{1 + \cos \beta}{2} + \rho G_{dm}(0)\frac{1 - \cos \beta}{2}$$

Los tres sumandos de esta ecuación corresponden, respectivamente, a las componentes directa, difusa y de albedo. El factor R_b representa la relación entre la irradiación directa diaria incidente sobre la superficie inclinada y sobre una superficie horizontal y, para su cálculo, es suficientemente exacto suponer que coincide con la relación entre las irradiación extraterrestre diaria sobre las mismas superficies (inclinada y horizontal). Entonces, R_b para el hemisferio norte ($\Phi > 0$) viene dado por:

$$R_b = \frac{\omega_{ss} \cdot \sin \delta \cdot \sin(\phi - \beta) + \cos \delta \cdot \cos(\phi - \beta) \cdot \sin \omega_s}{\omega_s \cdot \sin \delta \cdot \sin \phi + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \sin \omega_s}$$

donde ω_s y ω_{ss} están expresadas en radianes y se calculan para el día cuya declinación coincide con la declinación media del mes, que se indica en la Tabla 1. Datos de radiación en Madrid. Si no se conoce este día, puede utilizarse, sin cometer un error apreciable, el día intermedio, es decir, el 15 de cada mes.

El ángulo solar horario del amanecer respecto a la superficie de captación, ω_{ss} , se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\omega_{ss} = \text{Max}[\omega_s, -\arccos(-\tan \delta \cdot \tan(\phi - \beta))]$$

donde ω_s es el ángulo solar horario del amanecer, δ es la declinación solar, Φ es la latitud y β es el ángulo de elevación de la superficie de captación. Dependiendo de la época del año, bien la radiación directa incide sobre el captador a partir del momento en que amanece —salvo que haya obstáculos en el terreno, naturalmente—, o bien amanece en una posición en la que el sol ilumina la cara activa del captador y en ese caso ω_{ss} es inferior, en valor absoluto, a ω_s ; conviene recordar que el origen de ω_s es el mediodía solar.

Para el hemisferio sur ($\Phi < 0$) R_b y ω_{ss} se calculan, siempre que se considere β como positivo y el plano de captación esté orientado al ecuador, mediante las siguientes expresiones:

$$R_b = \frac{\omega_{ss} \cdot \sin \delta \cdot \sin(\phi + \beta) + \cos \delta \cdot \cos(\phi + \beta) \cdot \sin \omega_s}{\omega_s \cdot \sin \delta \cdot \sin \phi + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \sin \omega_s}$$

$$\omega_{ss} = \text{Max}[\omega_s, -\arccos(-\tan \delta \cdot \tan(\phi + \beta))]$$

También se pueden utilizar las ecuaciones para el hemisferio norte, pero considerando que el ángulo de elevación del plano de captación es positivo cuando está orientado al sur y negativo

cuando está orientado al norte, independientemente del hemisferio en el que se realicen los cálculos.

En el caso de los cálculos de radiación asociados a los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica e integrados en edificios es frecuente la necesidad de realizar cálculos horarios, porque no siempre los planos de captación están orientados al sur. Además, el cálculo de la posición del sol adquiere especial importancia para determinar los posibles sombreados, consecuencia de edificios u otros obstáculos aledaños. Con las herramientas propuestas en los apartados anteriores se puede calcular la irradiación solar incidente sobre cualquier superficie y determinar la conveniencia de un emplazamiento en función del riesgo de sombreado del mismo, dependiendo la fiabilidad de los resultados fundamentalmente de la calidad de los datos de irradiación utilizados. No obstante, en ocasiones el cálculo directo de irradiación anual puede resultar suficiente para determinar la viabilidad de un determinado emplazamiento a efectos del recurso solar asociado. En el siguiente apartado se presenta un procedimiento de cálculo de utilidad para tal objetivo.

3.7 Irradiación anual sobre superficies arbitrarias

El método analítico que se propone a continuación permite calcular la irradiación global anual incidente sobre cualquier superficie estática⁴, a partir del máximo valor teórico. Este enfoque resulta de particular interés en edificios fotovoltaicos conectados a la red eléctrica, donde la ubicación de los generadores fotovoltaicos viene determinada por distintos condicionantes (superficies disponibles, sombras de obstáculos circundantes, criterios de funcionalidad arquitectónica). En estos casos, el conocimiento de la irradiación global esperable, así como las pérdidas relativas al máximo alcanzable permiten comparar diversas alternativas en términos de captación solar y valorar, por tanto, en qué medida se aprovecha el recurso solar local disponible.

El método está basado en una tipología de datos de irradiación solar conocida como “Año Meteorológico Típico” (AMT o TMY/TRY, siglas en inglés de “Typical Meteorological/Reference Year”), disponible para numerosas localidades. Se trata de un año hipotético formado por valores horarios (medidos, no promediados) de irradiación global horizontal y temperatura ambiente, estadísticamente representativo de la climatología local. Por ello, constituye una fuente de datos de especial interés, en combinación con herramientas informáticas de simulación, para el análisis del recurso solar en diversas aplicaciones (energía solar pasiva, energía solar térmica y fotovoltaica, comportamiento térmico de edificios, etc.).

Para ello se define un “factor de irradiación”, que representa el grado de aprovechamiento del potencial de captación solar en una localidad, por parte de una superficie:

$$FI(\alpha, \beta) = \frac{G_a(\alpha, \beta)}{G_a(\alpha_{\text{opt}}, \beta_{\text{opt}})}$$

donde $G_a(\alpha, \beta)$ es la irradiación global anual incidente sobre la superficie considerada y $G_a(\alpha_{\text{opt}}, \beta_{\text{opt}})$ la correspondiente a una superficie “óptima”, entendiendo por ésta una orientada hacia el ecuador (sur para localidades del hemisferio norte, norte para las del hemisferio sur) e inclinada respecto del plano horizontal un ángulo dado por la siguiente expresión, válida para latitudes medias:

$$\beta_{\text{opt}} \cong \frac{\text{Latitud (}^\circ\text{)}}{3} + 20^\circ$$

La Figura 11 muestra la variación del factor de irradiación para superficies con cuatro orientaciones diferentes, ubicadas en localidades representativas de la climatología europea:

- Madrid (latitud $40^{\circ}27'$ norte), representativa de la zona sur, con un clima templado cálido caracterizado por lluvias mínimas en verano y veranos tórridos;
- París-Trappes (latitud $48^{\circ}46'$ norte), representativa de la región centro-norte, con un clima templado húmedo caracterizado por lluvias uniformes y veranos frescos.

Los valores representados son el resultado de simulaciones realizadas a partir de datos de AMT de siete localidades europeas con latitudes comprendidas entre los 37 y 53° , y los modelos de cálculo de irradiación horaria más aceptados por la comunidad científica. Se muestran únicamente los resultados para superficies con orientación sur y oeste ($\alpha > 0$), ya que en virtud de la simetría de las trayectorias del sol, los correspondientes a superficies con orientaciones simétricas este pueden considerarse idénticos.

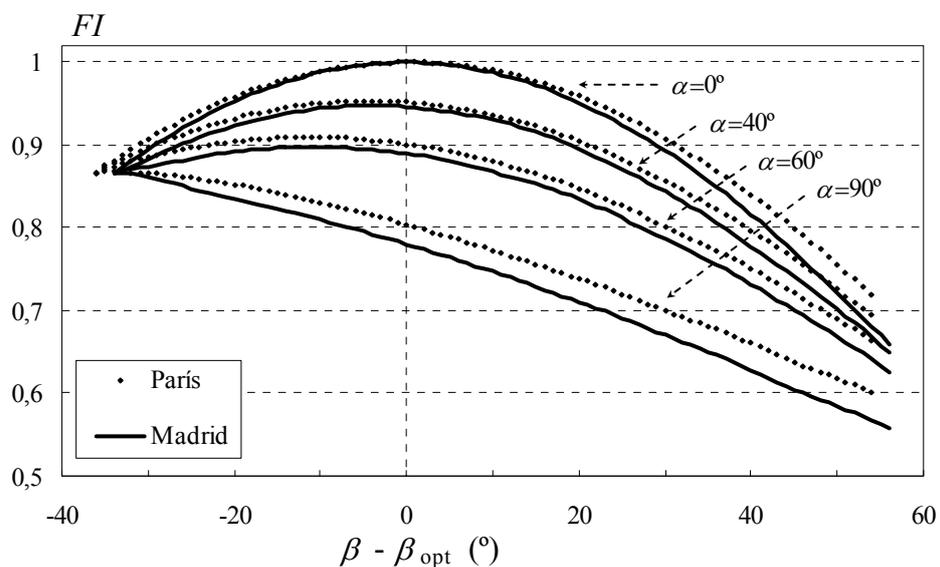


Figura 11 Factor de irradiación para distintas superficies en localidades representativas europeas

Conviene reparar, en primer lugar, en la similitud de las curvas correspondientes a ambas localidades, con diferencias inferiores al 9%, valor máximo correspondiente a superficies verticales. Ello permite considerar las curvas correspondientes a Madrid como representativas del potencial de captación solar anual de una superficie estática tipo. Así, de estos resultados se infiere que una superficie horizontal en Madrid ($\beta_{\text{opt}}=34^{\circ}$) aprovecha un 87% del potencial de captación solar ($(\beta=0 \Rightarrow \beta-\beta_{\text{opt}}=-34^{\circ}, FI(0)=0,87)$). En cambio, para superficies verticales el aprovechamiento es del 66% si su orientación es sur ($\alpha=0, \beta-\beta_{\text{opt}}=56^{\circ}, FI(0,90^{\circ})=0,66$) o el 56% si está orientada hacia el este u oeste ($\alpha=\pm 90^{\circ}, \beta-\beta_{\text{opt}}=56^{\circ}, FI(\pm 90^{\circ}, 90^{\circ})=0,56$).

La máxima irradiación global anual es, en ambas localidades:

$$G_a(\alpha_{\text{opt}}, \beta_{\text{opt}}) \Big|_{\text{Madrid}} = G_a(0^{\circ}, 34^{\circ}) = 1.940 \text{ kWh.m}^{-2}$$

$$G_a(\alpha_{\text{opt}}, \beta_{\text{opt}}) \Big|_{\text{París}} = G_a(0^{\circ}, 36^{\circ}) = 1.230 \text{ kWh.m}^{-2}$$

De los valores que toma el factor de irradiación para superficies con ubicación cercana a la óptima resultan pérdidas anuales de escasa importancia en dicha región, típicamente un 0,2%/° para desviaciones en inclinación comprendidas en el entorno $|\beta-\beta_{\text{opt}}| \leq 15^{\circ}$, y un 0,05%/° para desviaciones en orientación en el entorno $|\alpha-\alpha_{\text{opt}}| \leq 25^{\circ}$ ⁵. Así, la disponibilidad

de datos de irradiación global anual incidente sobre superficies orientadas hacia el ecuador e inclinadas la latitud del lugar, habitual en los Atlas de radiación solar, permite considerarlos como valores máximos. A modo de ejemplo, para las localidades mencionadas el Atlas de Radiación Europeo⁶ proporciona valores de 1.803 y 1.190 kWh.m⁻² respectivamente. Estos valores, comparados con los indicados anteriormente, obtenidos a partir de sus AMT, muestran unas diferencias inferiores al 10%, consistentes con la variabilidad típica de las fuentes de datos de radiación.

No obstante, si sólo se dispone inicialmente de valores de irradiación global anual sobre una superficie horizontal — $G_a(0)$, los más frecuentes en la práctica—, el conocimiento del factor de irradiación para dicha superficie (según la Figura 11, $FI(0)\sim 0,87$) permite estimar la irradiación máxima y emplearla junto con el procedimiento propuesto para cálculos anuales de irradiación:

$$G_a(\alpha_{\text{opt}}, \beta_{\text{opt}}) = \frac{G_a(0)}{FI(\alpha=0, \beta=0)}$$

Obsérvese, por otra parte, que la forma de las curvas del factor de irradiación sugiere la posibilidad de describirlas analíticamente mediante una expresión cuadrática del tipo:

$$FI = g_1 \cdot (\beta - \beta_{\text{opt}})^2 + g_2 \cdot (\beta - \beta_{\text{opt}}) + g_3$$

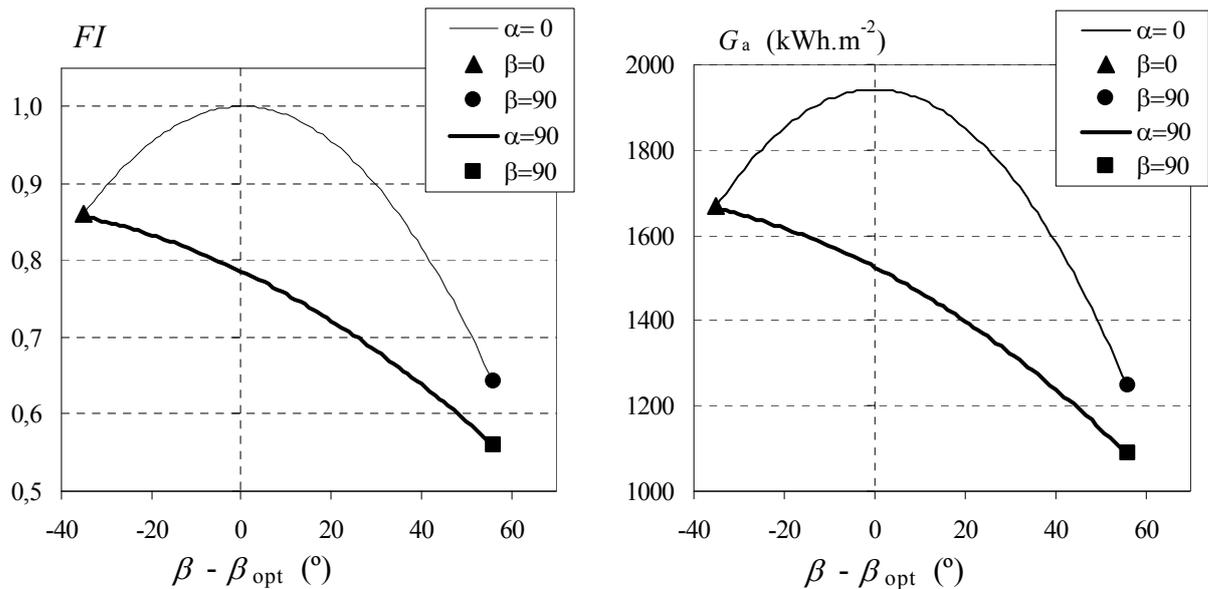
siendo $g_i = g_{i1} \cdot |\alpha|^2 + g_{i2} \cdot |\alpha| + g_{i3} \quad ; \quad i = 1, 2, 3$

La Tabla 3 muestra los valores del conjunto de coeficientes $\{g_{ij}\}$ correspondientes a la localidad de Madrid, así como los coeficientes de determinación mínimos resultado del ajuste, indicativos de la bondad del mismo ($R^2 \sim 1$).

Tabla 3 Coeficientes de modelado del factor de irradiación

Coeficientes $\{g_{ij}\}$	$j = 1$	$j = 2$	$j = 3$	$R^2 >$
$i = 1$	7,09E-9	3,89E-7	-1,15E-4	0,99
$i = 2$	-3,61E-7	1,30E-6	1,41E-5	0,98
$i = 3$	-2,20E-5	-4,02E-4	1	0,99

La Figura 12 muestra gráficamente los resultados que proporciona el modelo propuesto para las superficies consideradas en los ejemplos antes mencionados, ubicados en Madrid. La gráfica (a) representa el factor de irradiación correspondiente a una superficie horizontal ($\beta=0 \Rightarrow \beta-\beta_{\text{opt}}=-34^\circ$, $FI(0)=0,87$), y los asociados a superficies verticales con diferentes orientaciones: sur ($\alpha=0$, $\beta=90^\circ \Rightarrow \beta-\beta_{\text{opt}}=56^\circ$, $FI(0,90^\circ)=0,66$), este y oeste ($\alpha=\pm 90^\circ$, $\beta-\beta_{\text{opt}}=56^\circ$, $FI(\pm 90^\circ, 90^\circ)=0,56$). Se muestra en la gráfica (b) la irradiación global esperada en las ubicaciones anteriores, resultado de multiplicar los valores numéricos del factor de irradiación por la irradiación anual sobre una superficie óptima en Madrid ($G_a(0,34^\circ)=1.940 \text{ kWh.m}^{-2}$): irradiación sobre superficie horizontal ($G_a(0)=1.668 \text{ kWh.m}^{-2}$), vertical orientada al sur y vertical orientada al este u oeste ($G_a(0^\circ, 90^\circ)=1.245 \text{ kWh.m}^{-2}$; $G_a(\pm 90^\circ, 90^\circ)=1.087 \text{ kWh.m}^{-2}$).



(a) Factor de irradiación

(b) Irradiación global anual (Madrid)

Figura 12 Captación solar anual de distintas superficies según el método propuesto

4 Pérdidas por sombras

El procedimiento de cálculo descrito en el apartado 3.7 permite evaluar la irradiación global anual incidente en una superficie, en el supuesto de que no existan obstáculos que proyecten sombras sobre ella. Sin embargo, la integración arquitectónica de generadores fotovoltaicos en entornos urbanos, característica de sistemas fotovoltaicos conectados a la red e integrados en edificios, hace de las sombras un fenómeno frecuente que provoca pérdidas en la generación, de ahí el interés de caracterizar su incidencia durante la fase de diseño de instalaciones.

El procedimiento que se describe a continuación permite calcular el impacto del entorno en la captación solar anual de una superficie estática. Para ello se representan los obstáculos que se interponen entre la superficie y el recorrido del sol a lo largo del año, y se contabilizan las pérdidas de captación asociadas. En particular consta de los siguientes pasos:

- 1) Obtención del perfil de obstáculos. Se identifican los principales obstáculos que afectan a la superficie de estudio, en términos de sus coordenadas de acimut y elevación. Para ello puede utilizarse un teodolito convencional, o las distancias a la que se encuentran los obstáculos y su altura, caso de que sean conocidas.
- 2) Representación del perfil de obstáculos en el diagrama de trayectorias del sol. Éste se muestra en la Figura 13 para la localidad de Madrid, siendo fácilmente adaptable a otras localidades de latitudes medias^a. Obsérvese que se ha dividido el área delimitada por el conjunto de trayectorias solares en diversas zonas, identificadas por una letra y

^a La adaptación del diagrama de trayectorias solares mostrado a otra localidad de latitud ϕ puede realizarse desplazando en sentido vertical el ángulo resultante de la siguiente expresión: $\Delta\text{Elevación (}^\circ\text{)} = 40,5^\circ - \phi$. Así, el desplazamiento será en sentido ascendente para latitudes menores que $40,5^\circ$, y descendente en caso contrario. La expresión anterior es válida para latitudes comprendidas entre los 25 y 60° (en valor absoluto).

un número (A1, A2, ..., D14). Cada una de ellas representa el recorrido del sol en un cierto periodo de tiempo (una hora a lo largo de varios días), y contribuye con un cierto peso a la irradiación global anual incidente sobre la superficie de estudio. De este modo, el hecho de que el perfil de obstáculos cubra una de las zonas supone una pérdida parcial de irradiación solar, en concreto la correspondiente a las componentes directa y difusa circumsolar, que son las realmente interceptadas por los obstáculos.

- 3) Cálculos energéticos. Las pérdidas anuales de irradiación global por sombreado, denominadas “factor de sombras” (FS) se obtienen sumando las componentes de irradiación directa y difusa circumsolar de las zonas total o parcialmente cubiertas por el perfil de obstáculos, aplicando el correspondiente factor de llenado en caso de cubrimiento parcial. La Tabla 4 muestra las contribuciones de las distintas zonas definidas en la Figura 13 para una superficie óptima en Madrid (máxima captación anual), expresadas en porcentaje respecto de la irradiación global anual; las pérdidas energéticas se calcularán multiplicando el factor FS resultante por la irradiación global anual.

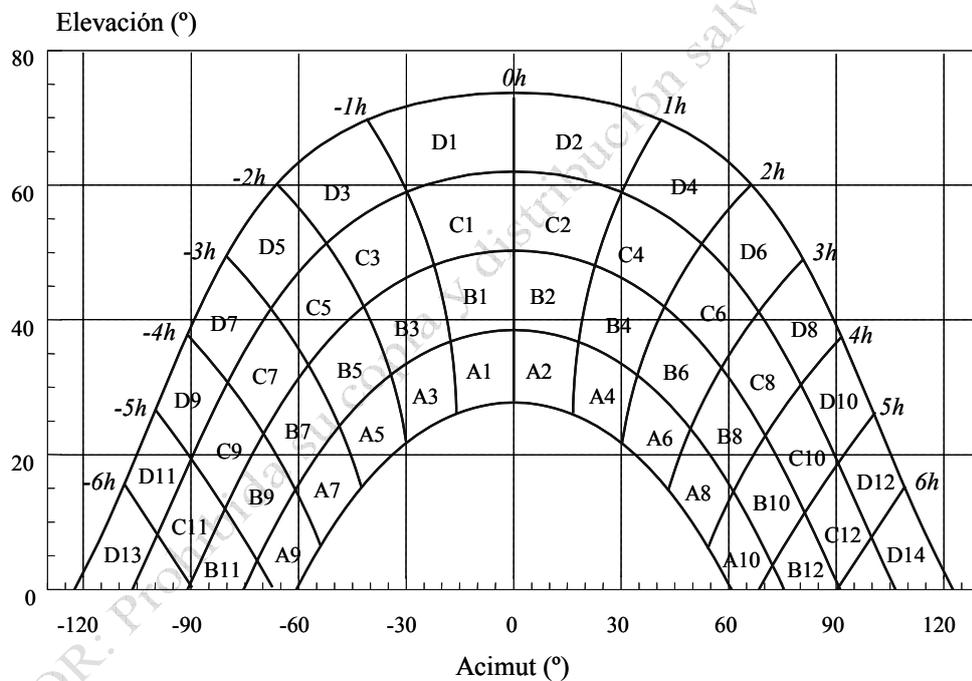


Figura 13 Diagrama de trayectorias solares para la localidad de Madrid

Tabla 4 Coeficientes del diagrama de trayectorias solares para una superficie óptima en Madrid

$\alpha_{\text{opt}}=0^\circ; \beta_{\text{opt}}=34^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,00
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,42	0,63	1,49
7	1,01	0,95	1,28	2,77
5	1,85	1,51	1,84	3,88
3	2,71	1,89	2,22	4,69
1	3,17	2,13	2,44	5,06
2	3,18	2,12	2,34	5,01
4	2,71	1,90	2,02	4,48
6	1,80	1,51	1,65	3,65
8	0,98	1,00	1,08	2,56
10	0,11	0,42	0,52	1,34
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,00

Nota: Valores correspondientes a las componentes directa y circunsolar de la irradiación global anual incidente, expresados en % respecto del valor máximo, correspondiente a una superficie óptima ($G_a(\alpha_{\text{opt}},\beta_{\text{opt}}) = 1.940 \text{ kWh.m}^{-2}$)

Seguidamente se aplica el método descrito a una solución frecuentemente utilizada en generadores fotovoltaicos integrados en edificios con cubiertas planas, la disposición en filas paralelas de módulos con el mismo ángulo de inclinación. Considérense el ejemplo mostrado en la Figura 14(a), con filas de 15 metros ($A_F=15 \text{ m.}$) formadas por módulos fotovoltaicos de dimensiones frontales $1,5\text{m.}\times 1\text{m.}$ ($L_M\times A_M$) instalados según el ángulo óptimo en Madrid. Como criterio de separación se escoge garantizar ausencia de sombras en los módulos al mediodía solar durante todo el año, o lo que es lo mismo, en el solsticio de invierno, en el cual la posición del sol es:

Madrid ($\phi = 40,45^\circ$); Solsticio invierno: $\delta = -23,45^\circ$

$$\psi_S = 0 \quad ; \quad \gamma_S = \text{sen}^{-1}(\text{sen}\delta \cdot \text{sen}\phi + \cos\delta \cdot \cos\phi) = 26,1^\circ$$

Conocida esta, la separación entre filas de módulos se obtiene de consideraciones geométricas:

$$s_1 = L_M \cdot \cos\beta = 1,24 \text{ m} \quad ; \quad s_2 = \frac{a_1}{\tan\gamma_S} = \frac{L_M \cdot \text{sen}\beta}{\tan\gamma_S} = 1,71 \text{ m} \Rightarrow$$

$$\Rightarrow s_F = s_1 + s_2 = 2,95 \text{ m}$$

Se calculan a continuación las coordenadas acimut-elevación (ψ, γ) de 3 puntos del perfil de sombras percibido por los módulos desde el punto más desfavorable, esto es, el punto central inferior de las filas (véase Figura 14(b), puntos central 1, y puntos extremos 2 y 3):

— Punto 1: $\psi_1 = 0 \quad ; \quad \gamma_1 = \tan^{-1}\left(\frac{a_1}{s_2}\right) = 26,1^\circ$

— Punto 2: $\psi_2 = \tan^{-1}\left(\frac{A_F/2}{s_2}\right) = 77,1^\circ$;

$$\gamma_2 = \tan^{-1}\left(\frac{a_1}{l_2}\right) = \tan^{-1}\left(\frac{a_1}{\sqrt{s_2^2 + (A_F/2)^2}}\right) = 6,2^\circ$$

— Punto 3: $\psi_3 = -\psi_2 = -77,1^\circ$; $\gamma_3 = \gamma_2 = 6,2^\circ$

La ecuación que describe la recta del perfil de sombras responde a la ecuación siguiente, en coordenadas cartesianas (x, y, z):

$$x = s_2 \quad ; \quad z = a_1 \quad ; \quad -A_F/2 \leq y \leq A_F/2$$

Recordando la relación entre coordenadas cartesianas y polares se obtiene la ecuación del perfil de sombras a representar:

$$\begin{aligned} x = s_2 = r \cdot \cos\gamma \cdot \cos\psi &\Rightarrow \frac{x}{z} = \frac{s_2}{a_1} = \frac{\cos\gamma \cdot \cos\psi}{\text{sen}\gamma} \Rightarrow \\ z = a_1 = r \cdot \text{sen}\gamma & \\ \Rightarrow \gamma = \tan^{-1}\left(\frac{a_1 \cdot \cos\psi}{s_2}\right) &= \tan^{-1}(0,491 \times \cos\psi) \end{aligned}$$

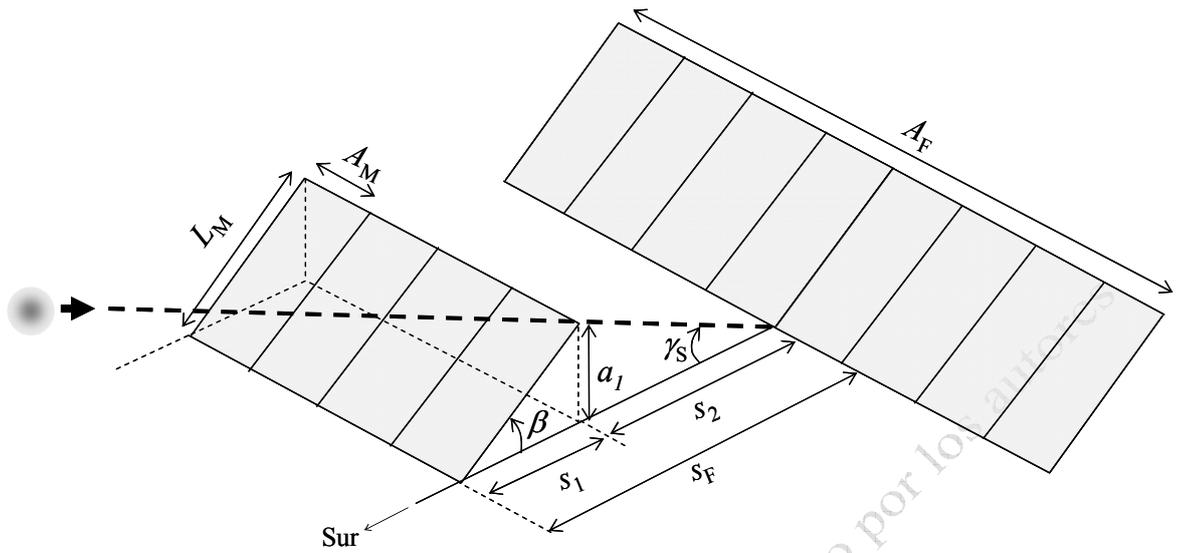
cuya validez se extiende en el siguiente rango de la variable ψ :

$$-\arctan\left(\frac{A_F/2}{s_2}\right) \leq \psi \leq \arctan\left(\frac{A_F/2}{s_2}\right) \Rightarrow -77,1^\circ \leq \psi \leq 77,1^\circ$$

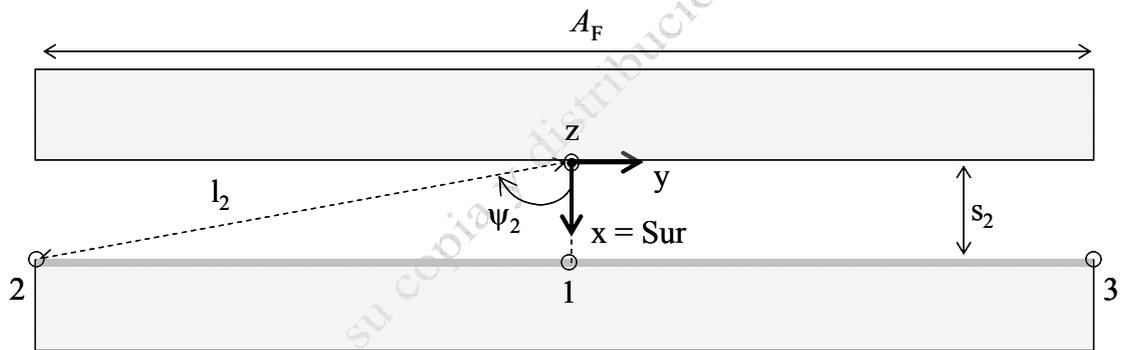
La Figura 14(c) muestra el perfil de sombras resultante. Las pérdidas anuales de irradiación por sombras, de acuerdo con los valores de los coeficientes de la Tabla 4, son:

$$\begin{aligned} FS &\approx 0,15 \times A_4 + 0,4 \times A_6 + 0,75 \times A_8 + A_{10} + 0,25 \times B_8 + 0,3 \times B_{10} + \\ &+ 0,15 \times A_3 + 0,4 \times A_5 + 0,75 \times A_7 + A_9 + 0,25 \times B_7 + 0,3 \times B_9 = 4,75 \approx 5 \Rightarrow \\ &\Rightarrow \text{Pérdidas del 5\% de } G_a(0,34^\circ) \end{aligned}$$

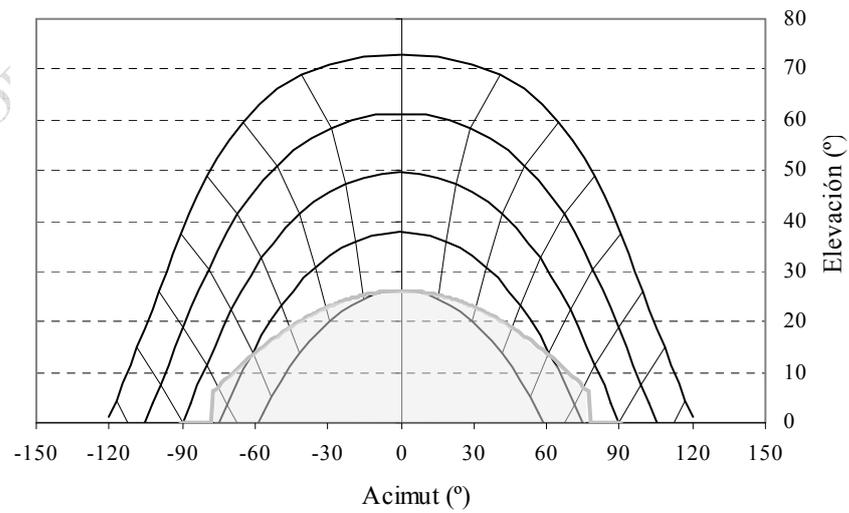
En todo rigor, dada la interrelación existente entre irradiación solar incidente sobre una superficie y su orientación e inclinación particulares, sería necesario disponer de tablas para todas las superficies posibles. Como alternativa puede utilizarse un conjunto reducido de combinaciones que cubran el espectro de las superficies habitualmente empleadas y seleccionar aquella que resulte más próxima al caso de estudio; el Anexo II recoge el conjunto de tablas recomendado.



(a) Definición de variables de interés



(b) Puntos central y extremos del perfil de sombras



(c) Perfil de sombras resultante

Figura 14 Ejemplo de perfil de obstáculos de un generador fotovoltaico

Anexos

Anexo I – Datos de irradiación promedio diaria en capitales españolas

Fuente de datos:

Base de datos H-WORLD, Centro de Estudios de la Energía Solar (CENSOLAR)

Promedios diarios mensuales y anual de irradiación solar sobre superficie horizontal, G_{dm} (0)

Unidades: Megajulios/m² [1 MegaJulio = (1/3,6) kWh]

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
1 ÁLAVA	4,6	6,9	11,2	13	14,8	16,6	18,1	17,3	14,3	9,5	5,5	4,1	11,3
2 ALBACETE	6,7	10,5	15	19,2	21,2	25,1	26,7	23,2	18,8	12,4	8,4	6,4	16,1
3 ALICANTE	8,5	12	16,3	18,9	23,1	24,8	25,8	22,5	18,3	13,6	9,8	7,6	16,8
4 ALMERÍA	8,9	12,2	16,4	19,6	23,1	24,6	25,3	22,5	18,5	13,9	10	8	16,9
5 ASTURIAS	5,3	7,7	10,6	12,2	15	15,2	16,8	14,8	12,4	9,8	5,9	4,6	10,9
6 AVILA	6	9,1	13,5	17,7	19,4	22,3	26,3	25,3	18,8	11,2	6,9	5,2	15,1
7 BADAJOZ	6,5	10	13,6	18,7	21,8	24,6	25,9	23,8	17,9	12,3	8,2	6,2	15,8
8 BALEARES	7,2	10,7	14,4	16,2	21	22,7	24,2	20,6	16,4	12,1	8,5	6,5	15
9 BARCELONA	6,5	9,5	12,9	16,1	18,6	20,3	21,6	18,1	14,6	10,8	7,2	5,8	13,5
10 BURGOS	5,1	7,9	12,4	16	18,7	21,5	23	20,7	16,7	10,1	6,5	4,5	13,6
11 CÁCERES	6,8	10	14,7	19,6	22,1	25,1	28,1	25,4	19,7	12,7	8,9	6,6	16,6
12 CÁDIZ	8,1	11,5	15,7	18,5	22,2	23,8	25,9	23	18,1	14,2	10	7,4	16,5
13 CANTABRIA	5	7,4	11	13	16,1	17	18,4	15,5	13	9,5	5,8	4,5	11,3
14 CASTELLÓN	8	12,2	15,5	17,4	20,6	21,4	23,9	19,5	16,6	13,1	8,6	7,3	15,3
15 CEUTA	8,9	13,1	18,6	21	24,3	26,7	26,8	24,3	19,1	14,2	11	8,6	18,1
16 CIUDAD REAL	7	10,1	15	18,7	21,4	23,7	25,3	23,2	18,8	12,5	8,7	6,5	15,9
17 CÓRDOBA	7,2	10,1	15,1	18,5	21,8	25,9	28,5	25,1	19,9	12,6	8,6	6,9	16,7
18 LA CORUÑA	5,4	8	11,4	12,4	15,4	16,2	17,4	15,3	13,9	10,9	6,4	5,1	11,5
19 CUENCA	5,9	8,8	12,9	17,4	18,7	22	25,6	22,3	17,5	11,2	7,2	5,5	14,6
20 GERONA	7,1	10,5	14,2	15,9	18,7	19	22,3	18,5	14,9	11,7	7,8	6,6	13,9
21 GRANADA	7,8	10,8	15,2	18,5	21,9	24,8	26,7	23,6	18,8	12,9	9,6	7,1	16,5
22 GUADALAJARA	6,5	9,2	14	17,9	19,4	22,7	25	23,2	17,8	11,7	7,8	5,6	15,1
23 GUIPÚZCOA	5,5	7,7	11,3	11,7	14,6	16,2	16,1	13,6	12,7	10,3	6,2	5	10,9
24 HUELVA	7,6	11,3	16	19,5	24,1	25,6	28,7	25,6	21,2	14,5	9,2	7,5	17,6
25 HUESCA	6,1	9,6	14,3	18,7	20,3	22,1	23,1	20,9	16,9	11,3	7,2	5,1	14,6
26 JAÉN	6,7	10,1	14,4	18	20,3	24,4	26,7	24,1	19,2	11,9	8,1	6,5	15,9
27 LEÓN	5,8	8,7	13,8	17,2	19,5	22,1	24,2	20,9	17,2	10,4	7	4,8	14,3
28 LÉRIDA	6	9,9	18	18,8	20,9	22,6	23,8	21,3	16,8	12,1	7,2	4,8	15,2
29 LUGO	5,1	7,6	11,7	15,2	17,1	19,5	20,2	18,4	15	9,9	6,2	4,5	12,5
30 MADRID	6,7	10,6	13,6	18,8	20,9	23,5	26	23,1	16,9	11,4	7,5	5,9	15,4
31 MÁLAGA	8,3	12	15,5	18,5	23,2	24,5	26,5	23,2	19	13,6	9,3	8	16,8
32 MELILLA	9,4	12,6	17,2	20,3	23	24,8	24,8	22,6	18,3	14,2	10,9	8,7	17,2
33 MURCIA	10,1	14,8	16,6	20,4	24,2	25,6	27,7	23,5	18,6	13,9	9,8	8,1	17,8
34 NAVARRA	5	7,4	12,3	14,5	17,1	18,9	20,5	18,2	16,2	10,2	6	4,5	12,6
35 ORENSE	4,7	7,3	11,3	14	16,2	17,6	18,3	16,6	14,3	9,4	5,6	4,3	11,6
36 PALENCIA	5,3	9	13,2	17,5	19,7	21,8	24,1	21,6	17,1	10,9	6,6	4,6	14,3
37 LAS PALMAS	11,2	14,2	17,8	19,6	21,7	22,5	24,3	21,9	19,8	15,1	12,3	10,7	17,6
38 PONTEVEDRA	5,5	8,2	13	15,7	17,5	20,4	22	18,9	15,1	11,3	6,8	5,5	13,3
39 LA RIOJA	5,6	8,8	13,7	16,6	19,2	21,4	23,3	20,8	16,2	10,7	6,8	4,8	14
40 SALAMANCA	6,1	9,5	13,5	17,1	19,7	22,8	24,6	22,6	17,5	11,3	7,4	5,2	14,8
41 STA. C. DE TENERIFE	10,7	13,3	18,1	21,5	25,7	26,5	29,3	26,6	21,2	16,2	10,8	9,3	19,1
42 SEGOVIA	5,7	8,8	13,4	18,4	20,4	22,6	25,7	24,9	18,8	11,4	6,8	5,1	15,2
43 SEVILLA	7,3	10,9	14,4	19,2	22,4	24,3	24,9	23	17,9	12,3	8,8	6,9	16
44 SORIA	5,9	8,7	12,8	17,1	19,7	21,8	24,1	22,3	17,5	11,1	7,6	5,6	14,5
45 TARRAGONA	7,3	10,7	14,9	17,6	20,2	22,5	23,8	20,5	16,4	12,3	8,8	6,3	15,1
46 TERUEL	6,1	8,8	12,9	16,7	18,4	20,6	21,8	20,7	16,9	11	7,1	5,3	13,9
47 TOLEDO	6,2	9,5	14	19,3	21	24,4	27,2	24,5	18,1	11,9	7,6	5,6	15,8
48 VALENCIA	7,6	10,6	14,9	18,1	20,6	22,8	23,8	20,7	16,7	12	8,7	6,6	15,3
49 VALLADOLID	5,5	8,8	13,9	17,2	19,9	22,6	25,1	23	18,3	11,2	6,9	4,2	14,7
50 VIZCAYA	5	7,1	10,8	12,7	15,5	16,7	17,9	15,7	13,1	9,3	6	4,6	11,2
51 ZAMORA	5,4	8,9	13,2	17,3	22,2	21,6	23,5	22	17,2	11,1	6,7	4,6	14,5
52 ZARAGOZA	6,3	9,8	15,2	18,3	21,8	24,2	25,1	23,4	18,3	12,1	7,4	5,7	15,6

Datos geográficos

PROVINCIA	ALTITUD (m) (de la capital)	LATITUD (°) (de la capital)	LONGITUD (de la capit
1 ÁLAVA	542	42,9	2,7 W
2 ALBACETE	686	39,0	1,8 W
3 ALICANTE	7	38,4	0,5 W
4 ALMERÍA	65	36,9	2,4 W
5 ASTURIAS	232	43,4	5,8 W
6 ÁVILA	1126	40,7	4,9 W
7 BADAJOZ	186	38,9	7,0 W
8 BALEARES	28	39,6	2,6 E
9 BARCELONA	95	41,4	2,2 E
10 BURGOS	929	42,3	3,7 W
11 CÁCERES	459	39,5	6,4 W
12 CÁDIZ	28	36,5	6,3 W
13 CANTABRIA	69	43,5	3,8 W
14 CASTELLÓN	27	40,0	0
15 CEUTA	206	35,9	5,3 W
16 CIUDAD REAL	628	39,0	3,9 W
17 CÓRDOBA	128	37,9	4,8 W
18 LA CORUÑA	54	43,4	8,4 W
19 CUENCA	949	40,1	2,1 W
20 GERONA	95	42,0	2,7 E
21 GRANADA	775	37,2	3,7 W
22 GUADALAJARA	685	40,6	3,2 W
23 GUIPÚZCOA	181	43,3	2,0 W
24 HUELVA	4	37,3	6,9 W
25 HUESCA	488	42,1	0,4 W
26 JAÉN	586	37,8	3,8 W
27 LEÓN	908	42,6	5,6 W
28 LÉRIDA	323	41,7	1,2 E
29 LUGO	465	43,0	7,6 W
30 MADRID	667	40,4	3,7 W
31 MÁLAGA	40	36,7	4,4 W
32 MELILLA	47	35,3	3,0 W
33 MURCIA	42	38,0	1,1 W
34 NAVARRA	449	42,8	1,6 W
35 ORENSE	139	42,3	7,8 W
36 PALENCIA	734	42,0	4,5 W
37 LAS PALMAS	6	28,2	15,4 W
38 PONTEVEDRA	19	42,4	8,6 W
39 LA RIOJA	380	42,5	2,4 W
40 SALAMANCA	803	41,0	5,6 W
41 STA. CRUZ DE TENERIFE	37	28,5	16,2 W
42 SEGOVIA	1002	41,0	4,1 W
43 SEVILLA	30	37,4	6,0 W
44 SORIA	1063	41,8	2,5 W
45 TARRAGONA	60	41,1	1,2 E
46 TERUEL	915	40,4	1,1 W
47 TOLEDO	540	39,9	4,0 W
48 VALENCIA	10	39,5	0,4 W
49 VALLADOLID	694	41,7	4,7 W
50 VIZCAYA	32	43,3	3,0 W
51 ZAMORA	649	41,5	5,7 W
52 ZARAGOZA	200	41,7	0,9 W

Anexo II – Cálculo de pérdidas por sombras: tablas de referencia

Las tablas siguientes, a utilizar conjuntamente con el método de cálculo descrito en el apartado 4, contienen los porcentajes de irradiación global que se perderían anualmente si las zonas correspondientes del diagrama de trayectorias solares (A1, A2, ..., D14) resultasen totalmente interceptadas por un obstáculo. Las tablas se refieren a distintas superficies caracterizadas por las siguientes combinaciones de ángulos:

- Ángulo de orientación respecto del sur: $\alpha = 0$ (sur), 30° , 45° , 60° y 90° . Se incluyen únicamente orientaciones sur y suroeste ($\alpha \geq 0$), dado que las tablas para superficies con orientación sureste ($\alpha < 0$) son simétricas respecto de la correspondiente suroeste. Así, los valores correspondientes a las zonas A1, A3, A5, A7 y A9 de una superficie con $\alpha = +\alpha_1$ pasarían a ser, respectivamente los de las zonas A2, A4, A6, A8 y A10 de una superficie con $\alpha = -\alpha_1$; y así sucesivamente con las restantes zonas.
- Ángulo de inclinación respecto del plano horizontal: $\beta = 0$, 15° , 34° , 60° y 90° .

Deberá seleccionarse la tabla más próxima a la superficie de estudio.

Los coeficientes se han obtenido de la distribución de la irradiación solar para la localidad de Madrid (latitud $40^\circ 27'$ norte) a partir de cálculos realizados con su Año Meteorológico Típico⁵, pudiendo considerarse representativos para el Sur de Europa.

Las pérdidas energéticas se calcularán multiplicando el factor *FS* resultante por la irradiación global anual máxima esperable sobre la superficie. Esta a su vez se puede calcular a partir de la irradiación anual sobre la superficie óptima y el Factor de Irradiación *FI* visto en el apartado 3.7 del texto.

$\alpha=0^\circ; \beta=0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,18
11	0,00	0,01	0,18	1,05
9	0,05	0,32	0,70	2,23
7	0,52	0,77	1,32	3,56
5	1,11	1,26	1,85	4,66
3	1,75	1,60	2,20	5,44
1	2,10	1,81	2,40	5,78
2	2,11	1,80	2,30	5,73
4	1,75	1,61	2,00	5,19
6	1,09	1,26	1,65	4,37
8	0,51	0,82	1,11	3,28
10	0,05	0,33	0,57	1,98
12	0,00	0,02	0,15	0,96
14	0,00	0,00	0,00	0,17

	$\alpha=0^\circ; \beta=15^\circ$				$\alpha=0^\circ; \beta=\beta_{opt}=34^\circ$			
	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>	<i>D</i>	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>	<i>D</i>
13	0,00	0,00	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00
11	0,00	0,01	0,16	0,77	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,09	0,37	0,67	1,90	0,13	0,42	0,63	1,49
7	0,75	0,87	1,31	3,22	1,01	0,95	1,28	2,77
5	1,47	1,39	1,86	4,33	1,85	1,51	1,84	3,88
3	2,22	1,75	2,23	5,13	2,71	1,89	2,22	4,69
1	2,63	1,98	2,44	5,49	3,17	2,13	2,44	5,06
2	2,64	1,97	2,34	5,44	3,18	2,12	2,34	5,01
4	2,23	1,76	2,02	4,89	2,71	1,90	2,02	4,48
6	1,44	1,39	1,67	4,06	1,80	1,51	1,65	3,65
8	0,74	0,91	1,11	2,97	0,98	1,00	1,08	2,56
10	0,08	0,37	0,55	1,69	0,11	0,42	0,52	1,34
12	0,00	0,02	0,13	0,70	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00
	$\alpha=0^\circ; \beta=60^\circ$				$\alpha=0^\circ; \beta=90^\circ$			
	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>	<i>D</i>	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>	<i>D</i>
13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00
9	0,24	0,52	0,38	0,07	0,24	0,52	0,38	0,07
7	1,72	1,10	0,96	0,81	1,72	1,10	0,96	0,81
5	2,86	1,69	1,49	1,74	2,86	1,69	1,49	1,74
3	3,97	2,08	1,84	2,45	3,97	2,08	1,84	2,45
1	4,53	2,32	2,06	2,79	4,53	2,32	2,06	2,79
2	4,57	2,32	1,98	2,77	4,57	2,32	1,98	2,77
4	3,97	2,09	1,68	2,35	3,97	2,09	1,68	2,35
6	2,78	1,69	1,35	1,64	2,78	1,69	1,35	1,64
8	1,68	1,14	0,82	0,77	1,68	1,14	0,82	0,77
10	0,20	0,51	0,34	0,08	0,20	0,51	0,34	0,08
12	0,00	0,02	0,02	0,00	0,00	0,02	0,02	0,00
14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

	$\alpha=30^\circ; \beta=15^\circ$				$\alpha=30^\circ; \beta=\beta_{opt}=34^\circ$			
	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>	<i>D</i>	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>	<i>D</i>
13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	0,00	0,00	0,04	0,43	0,00	0,00	0,00	0,00
9	0,04	0,22	0,47	1,47	0,02	0,10	0,19	0,57
7	0,53	0,68	1,08	2,78	0,54	0,55	0,78	1,81
5	1,22	1,21	1,66	3,97	1,32	1,12	1,41	3,08
3	2,01	1,62	2,10	4,90	2,25	1,61	1,93	4,17
1	2,50	1,92	2,39	5,43	2,91	2,00	2,32	4,90
2	2,63	1,99	2,38	5,56	3,18	2,16	2,41	5,23
4	2,33	1,86	2,14	5,18	2,95	2,10	2,25	5,05
6	1,60	1,54	1,84	4,47	2,15	1,83	2,01	4,49
8	0,90	1,08	1,30	3,45	1,34	1,36	1,49	3,56
10	0,11	0,51	0,72	2,14	0,18	0,71	0,89	2,27
12	0,00	0,04	0,23	1,07	0,00	0,06	0,32	1,18
14	0,00	0,00	0,00	0,19	0,00	0,00	0,00	0,22
	$\alpha=30^\circ; \beta=60^\circ$				$\alpha=30^\circ; \beta=90^\circ$			
	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>	<i>D</i>	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>	<i>D</i>
13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,52	0,37	0,36	0,47	0,44	0,03	0,00	0,00
5	1,40	0,97	1,03	1,79	1,38	0,58	0,23	0,00
3	2,47	1,53	1,63	3,03	2,60	1,22	0,92	0,70
1	3,31	2,01	2,13	3,99	3,67	1,83	1,57	1,96
2	3,75	2,29	2,35	4,58	4,37	2,27	1,99	2,94
4	3,61	2,32	2,29	4,65	4,42	2,46	2,13	3,47
6	2,77	2,11	2,15	4,31	3,58	2,40	2,16	3,55
8	1,84	1,67	1,67	3,54	2,54	2,03	1,81	3,15
10	0,27	0,94	1,06	2,35	0,39	1,25	1,25	2,24
12	0,00	0,09	0,42	1,27	0,00	0,12	0,56	1,29
14	0,00	0,00	0,00	0,24	0,00	0,00	0,00	0,26

	$\alpha=45^\circ; \beta=15^\circ$				$\alpha=45^\circ; \beta=\beta_{opt}=34^\circ$			
	A	B	C	D	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	0,00	0,00	0,01	0,31	0,00	0,00	0,00	0,00
9	0,01	0,15	0,38	1,31	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,41	0,59	0,98	2,61	0,27	0,34	0,54	0,27
5	1,08	1,12	1,57	3,83	1,00	0,91	1,19	1,00
3	1,86	1,55	2,03	4,82	1,94	1,44	1,77	1,94
1	2,40	1,87	2,36	5,42	2,68	1,89	2,24	2,68
2	2,58	1,98	2,39	5,63	3,07	2,14	2,42	3,07
4	2,33	1,88	2,18	5,32	2,96	2,15	2,33	2,96
6	1,63	1,59	1,91	4,67	2,24	1,94	2,17	2,24
8	0,95	1,15	1,38	3,68	1,45	1,51	1,67	1,45
10	0,12	0,57	0,80	2,36	0,21	0,84	1,06	0,21
12	0,00	0,04	0,28	1,26	0,00	0,08	0,43	0,00
14	0,00	0,00	0,00	0,27	0,00	0,00	0,00	0,00
	$\alpha=45^\circ; \beta=60^\circ$				$\alpha=45^\circ; \beta=90^\circ$			
	A	B	C	D	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,07	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,84	0,58	0,62	1,08	0,45	0,01	0,00	0,00
3	1,92	1,22	1,32	2,52	1,64	0,65	0,34	0,02
1	2,90	1,80	1,95	3,76	2,89	1,41	1,17	1,35
2	3,55	2,21	2,32	4,65	3,90	2,05	1,83	2,79
4	3,62	2,38	2,40	5,02	4,29	2,47	2,20	3,80
6	2,92	2,29	2,38	4,92	3,72	2,60	2,43	4,29
8	2,04	1,91	1,95	4,32	2,80	2,35	2,19	4,19
10	0,32	1,15	1,33	3,11	0,46	1,55	1,65	3,32
12	0,00	0,12	0,60	1,92	0,00	0,17	0,82	2,26
14	0,00	0,00	0,00	0,52	0,00	0,00	0,00	0,68

	$\alpha=60^\circ; \beta=15^\circ$				$\alpha=60^\circ; \beta=\beta_{opt}=34^\circ$			
	A	B	C	D	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	0,00	0,00	0,00	0,23	0,00	0,00	0,00	0,00
9	0,00	0,09	0,31	1,20	0,02	0,13	0,32	1,03
7	0,29	0,50	0,89	2,49	0,65	0,69	0,98	2,41
5	0,92	1,02	1,49	3,73	1,57	1,25	1,60	3,73
3	1,70	1,47	1,97	4,76	2,37	1,75	2,15	4,77
1	2,26	1,81	2,33	5,43	2,87	2,07	2,40	5,45
2	2,49	1,95	2,39	5,70	2,88	2,16	2,39	5,58
4	2,29	1,88	2,21	5,45	2,26	2,01	2,29	5,30
6	1,63	1,62	1,97	4,86	1,52	1,63	1,83	4,53
8	0,97	1,20	1,45	3,90	0,23	0,94	1,21	3,21
10	0,13	0,61	0,87	2,56	0,00	0,09	0,53	1,98
12	0,00	0,05	0,32	1,44	0,00	0,00	0,00	0,55
14	0,00	0,00	0,00	0,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	$\alpha=60^\circ; \beta=60^\circ$				$\alpha=60^\circ; \beta=90^\circ$			
	A	B	C	D	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,22	0,17	0,20	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00
3	1,26	0,85	0,97	2,00	0,50	0,03	0,00	0,00
1	2,34	1,53	1,72	3,48	1,89	0,88	0,68	0,60
2	3,18	2,06	2,23	4,66	3,18	1,71	1,55	2,48
4	3,47	2,36	2,45	5,31	3,93	2,34	2,16	3,95
6	2,95	2,39	2,56	5,47	3,67	2,67	2,60	4,87
8	2,16	2,10	2,20	5,04	2,93	2,57	2,50	5,10
10	0,36	1,33	1,59	3,84	0,51	1,80	1,99	4,33
12	0,00	0,15	0,77	2,58	0,00	0,21	1,06	3,21
14	0,00	0,00	0,00	0,80	0,00	0,00	0,00	1,10

	$\alpha=90^\circ; \beta=15^\circ$				$\alpha=90^\circ; \beta=\beta_{opt}=34^\circ$			
	A	B	C	D	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	0,00	0,00	0,00	0,21	0,00	0,00	0,00	0,00
9	0,00	0,02	0,23	1,16	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,09	0,37	0,79	2,43	0,00	0,00	0,02	0,65
5	0,63	0,87	1,38	3,69	0,02	0,26	0,62	2,05
3	1,36	1,32	1,88	4,76	0,71	0,85	1,30	3,49
1	1,93	1,69	2,26	5,49	1,57	1,42	1,93	4,73
2	2,21	1,86	2,36	5,84	2,22	1,84	2,30	5,64
4	2,09	1,83	2,22	5,66	2,45	2,04	2,42	6,01
6	1,52	1,61	2,02	5,14	2,06	2,02	2,43	5,94
8	0,92	1,22	1,53	4,22	1,47	1,72	2,04	5,33
10	0,13	0,64	0,94	2,88	0,25	1,06	1,43	4,00
12	0,00	0,06	0,38	1,71	0,00	0,12	0,68	2,69
14	0,00	0,00	0,00	0,46	0,00	0,00	0,00	0,86
	$\alpha=90^\circ; \beta=60^\circ$				$\alpha=90^\circ; \beta=90^\circ$			
	A	B	C	D	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,01	0,21	1,02	0,00	0,00	0,00	0,00
1	0,78	0,79	1,13	2,87	0,00	0,00	0,00	0,00
2	1,93	1,53	1,88	4,53	0,88	0,57	0,62	1,30
4	2,67	2,09	2,38	5,70	2,37	1,62	1,68	3,64
6	2,60	2,36	2,72	6,36	2,93	2,38	2,55	5,46
8	2,12	2,27	2,54	6,30	2,75	2,68	2,82	6,45
10	0,39	1,57	1,98	5,20	0,56	2,09	2,49	6,04
12	0,00	0,19	1,05	3,84	0,00	0,28	1,47	4,96
14	0,00	0,00	0,00	1,37	0,00	0,00	0,00	1,94

REFERENCIAS

- ¹ B.Y.H. Liu, R.C. Jordan. "The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation", *Solar Energy* 4, 1-19, 1960.
- ² M. Collares Pereira, A. Rabl. "The average distribution of solar radiation correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values". *Solar Energy* 22,155-164, 1979.
- ³ R. Perez y varios autores. "A new simplified version of the Perez diffuse irradiance for tilted surfaces". *Solar Energy*. 39, 221-231, 1987
- ⁴ L.F. Zarzalejo, J.L. Balenzategui, M.C. Alonso, E. Caamaño, I. Fernández Solla, M.R. Heras, J.A. Ferrer, J.I. Ajona, J. Pérez, J. Romea, L. Arribas, J.M. Martínez. "Integración de la energía solar en edificios" – Estefanía Caamaño Martín, Capítulo 5: "Instalaciones fotovoltaicas en edificios: diseño y energía esperable". Editorial CIEMAT, Madrid, 2009. ISBN 978-84-7834-611-0.
- ⁵ M.H. Macagnan. "Caracterización de la radiación solar para aplicaciones fotovoltaicas en el caso de Madrid". Tesis Doctoral, E.T.S.I. Telecomunicación, Universidad Politécnica de Madrid, 1993.
- ⁶ K. Scharmer, J. Greif. "The European Solar Radiation Atlas" (vol. 2), École des Mines de Paris, 2000.

I Subsistema de acondicionamiento y gestión de la energía¹

Subsistema de acumulación

1.1 Introducción

En las instalaciones fotovoltaicas autónomas, no conectadas a la red eléctrica convencional, es necesario incluir un sistema de acumulación de energía para asegurar el suministro en los períodos en los que la demanda supera a la generación eléctrica. No se diseñan sistemas de acumulación, sin embargo, en las instalaciones conectadas a la red, donde toda la energía producida se inyecta directamente en dicha red.

La potencia eléctrica generada por un sistema fotovoltaico depende de la radiación solar incidente sobre los módulos. Presenta ciclados diarios y estacionales, en función de la latitud del lugar, junto a una componente aleatoria debida a las condiciones meteorológicas y otros posibles obstáculos (sombras, suciedad, etc.). La energía demandada del sistema autónomo varía con la distribución del consumo eléctrico que realizan los usuarios a lo largo del día. En la electrificación doméstica depende del número de beneficiarios de la instalación, de sus costumbres y actividades. En sistemas para iluminación, radio y TV, es mayor el consumo nocturno, mientras que en pequeñas aplicaciones industriales la demanda se reparte de forma más homogénea a lo largo del día. Son condiciones que pueden modificarse con el paso del tiempo.

A diferencia de lo que ocurre en los sistemas de bombeo fotovoltaico, donde es el agua en altura, ya bombeada, la forma habitual de almacenamiento de energía, en instalaciones destinadas a iluminación y alimentación de equipos eléctricos de consumo se incluyen de forma casi exclusiva acumuladores electroquímicos. Son acumuladores secundarios, esto es, recargables.

Existen muchos tipos de acumuladores electroquímicos recargables (Pb-ácido, Ni-Cd, Li-metal, etc.), sin embargo, al considerar las características concretas de cada uno de ellos en cuanto a capacidad y densidad energética, tiempo de descarga, coste o disponibilidad y las necesidades de cada aplicación en particular, las opciones se reducen drásticamente. Hay aplicaciones para las que el factor de decisión es la densidad de energía, con el objetivo de disponer de sistemas de poco peso y tamaño, como sucede en las aplicaciones aeroespaciales. Por el contrario, en aplicaciones donde el acumulador se encuentra estático, no es tan relevante la densidad de energía como pueda ser el coste total o la disponibilidad de repuestos. Al mismo tiempo debe considerarse la adecuación del acumulador al régimen de ciclado que vaya a experimentar durante su operación. En este contexto, las baterías de plomo-ácido son, sin duda, las de más amplia utilización actualmente en el mercado fotovoltaico, por razones de coste, disponibilidad y cantidad de energía almacenable, junto con su buen comportamiento en condiciones de operación adversas. En este capítulo nos centraremos en dichas baterías. Se puede encontrar información sobre los diferentes

¹ Autor: Pablo Díaz Villar. Universidad de Alcalá de Henares

tipos de baterías existentes, sus funciones y aplicaciones principales en Fullea (1994) y, de forma más amplia y detallada, en Linden (1995).

Cualquier acumulador electroquímico, incluida la batería de plomo-ácido, experimenta durante su operación un envejecimiento progresivo con aumento de la resistencia interna y pérdida de capacidad de acumulación, en procesos acelerados por la temperatura. Sin embargo, hay condiciones de operación más perjudiciales que otras: la batería sufre una mayor degradación al operar en condiciones de sobrecarga o de descarga fuerte y prolongada que en un rango intermedio. Por ello, resulta imprescindible el control de su operación para evitar entrar en dichas condiciones de trabajo inadecuadas. El equipo encargado de esta función de protección de la batería es el regulador o controlador de carga, que también se trata en el presente capítulo.

1.2 Batería de plomo-ácido

1.2.1 Constitución y parámetros de funcionamiento

La batería de plomo-ácido es el acumulador utilizado en la práctica totalidad de los sistemas fotovoltaicos autónomos instalados en el mundo hasta el presente. La energía eléctrica generada en los módulos fotovoltaicos se transforma en energía química en el interior de las baterías, para su posterior transformación de nuevo en energía eléctrica cuando el consumo lo requiera. Es un acumulador recargable, que experimenta una sucesión de estados de carga y descarga durante su operación.

La unidad básica de acumulación recibe el nombre de *vaso* o *celda* (figura I-I). En el caso del tipo plomo-ácido cada vaso tiene una tensión aproximada de 2V. A partir de esta unidad básica y en función de las necesidades de tensión de la aplicación, se asocia en serie un número determinado de vasos para constituir lo que comúnmente se denomina batería.

Si bien existen diferentes tipos de batería de plomo-ácido, con características específicas de diseño para cada aplicación, una descripción general de su estructura básica incluye los siguientes elementos constitutivos: placas, electrolito, separadores, caja, tapones y terminales de conexión.

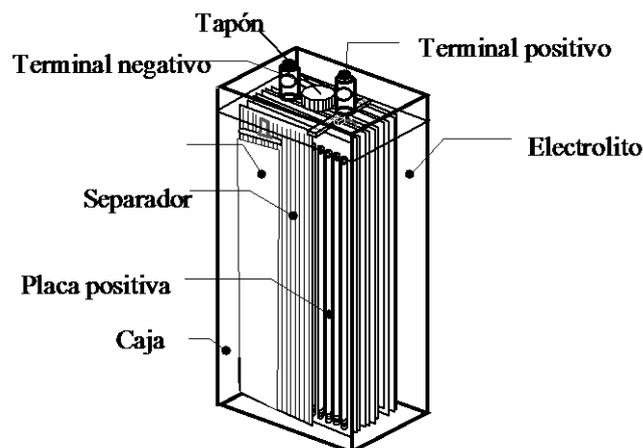


figura I-I: Dibujo de un vaso de batería de plomo-ácido

Placas

Un acumulador electroquímico (figura I-II) está formado, como primer elemento básico, por las placas, positiva y negativa, donde se producen las reacciones químicas durante los procesos de carga y descarga. Cada placa, o electrodo, consta de dos partes funcionalmente bien diferenciadas: materia activa y rejillas. Como se observa en la figura I-I, varias placas se disponen de forma alterna, positiva y negativa, dentro de cada vaso, conectadas entre sí las positivas por un lado y las negativas por otro, con un terminal externo para cada polaridad. El número de placas por vaso depende del tamaño de la batería y del grosor de cada una de ellas.

La *materia activa* en una batería de plomo-ácido cargada es plomo metálico (Pb) en el electrodo negativo, con una estructura esponjosa de elevada porosidad, y óxido de plomo (PbO₂) en el electrodo positivo, estableciéndose entre ambos una diferencia de potencial que permite la extracción de corriente eléctrica al cerrar externamente el circuito a través de una carga o una resistencia. Durante este proceso de descarga de la batería, es decir, de suministro de energía al consumo, la materia activa se transforma en sulfato de plomo (PbSO₄) por reacción con el electrolito en el que se encuentran inmersos los electrodos. La energía extraíble de la batería depende, como primer factor, de la cantidad de materia activa presente en la batería, en uno y otro electrodo. En el proceso inverso, cuando la batería se conecta a una fuente de corriente, por ejemplo a un módulo fotovoltaico, el aporte externo de energía permite realizar las reacciones de recarga, con la transformación del sulfato de plomo en plomo y óxido de plomo en los electrodos negativo y positivo, respectivamente.

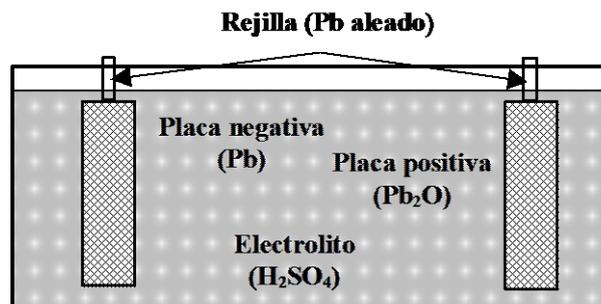


figura I-II Esquema operativo básico de batería

La materia activa se encuentra adherida a unas estructuras de soporte o *rejillas*, que además de su función de sujeción se encargan de transmitir la corriente eléctrica entre los diversos puntos de la batería y el exterior. Las rejillas no participan en las reacciones activas de carga y descarga, si bien pueden tener una influencia significativa sobre el funcionamiento de la batería.

Las rejillas están formadas por plomo (Pb) en aleación con otros elementos que le proporcionan una resistencia mecánica suficiente para su función. Las dos aleaciones más comunes son las de plomo-antimonio (Pb-Sb) y plomo-calcio (Pb-Ca). La primera de ellas presenta como ventaja la buena adherencia de la materia activa a la rejilla, reduciendo el posible desprendimiento de material, que es un factor importante en baterías sometidas a ciclados profundos. Como desventaja principal está la elevada tasa de pérdida de agua por gaseo que resulta de su utilización. En la práctica, el uso de aleaciones con bajo contenido en antimonio (<2%), junto con elementos como el selenio en muy baja proporción (0,02%), permite mejorar sus propiedades. En cuanto a las aleaciones de Pb-Ca, producen efectos opuestos a las de Pb-Sb: por una parte reducen la

pérdida de agua y, con esto, las necesidades de mantenimiento de la batería, pero, por otra, conducen a una peor adherencia entre la rejilla y la materia activa. Este tipo de aleaciones no son adecuadas, por tanto, para baterías sometidas a ciclados profundos o prolongados, como es normalmente el caso de las instaladas en sistemas fotovoltaicos.

Electrolito

El electrolito utilizado en las baterías de plomo-ácido es una disolución de ácido sulfúrico en agua. La función básica del electrolito en cualquier acumulador electroquímico es el transporte de iones por difusión entre los electrodos positivo y negativo, lo que permite cerrar el circuito eléctrico que posibilita tanto el almacenamiento como la extracción de energía. Junto a esta función de transporte, y al contrario de lo que ocurre en otro tipo de acumuladores, en las baterías de plomo-ácido el electrolito participa además en las reacciones activas de carga y descarga en los electrodos. Por sus funciones reactivas y de transporte, la densidad y volumen de electrolito empleado debe ser suficiente para no limitar la energía extraíble de la batería ni introducir una resistencia eléctrica excesiva. Una densidad elevada facilita este transporte de iones por difusión pero, por el contrario, favorece los procesos de corrosión de las placas, por lo que es necesario establecer un compromiso entre ambos factores. En aplicaciones fotovoltaicas, a temperaturas medias, es común el uso de electrolito con densidad aproximada de $1,24\text{g/cm}^3$, en una batería cargada.

Las placas y el electrolito forman el núcleo activo de una batería, sin embargo, para poder realizar su función de forma segura y continuada son necesarios otros elementos:

Separadores

Con el objetivo de aislar entre sí las placas de diferente polaridad e impedir de esta forma la aparición de cortocircuitos internos, se intercalan *separadores* entre ellas. El material utilizado para los separadores debe presentar suficiente resistencia mecánica, debe ser un buen aislante eléctrico y, a la vez, permitir la difusión de iones a su través. Habitualmente se emplea polietileno.

Caja y tapones

La caja de un vaso o de una batería debe tener una completa resistencia química al contacto con el electrolito (ácido sulfúrico), una buena resistencia mecánica ante posibles golpes y ser también aislante eléctrico. Para facilitar las tareas de mantenimiento de las baterías es útil emplear un material transparente o traslúcido; de esta forma es posible observar el nivel del electrolito sin necesidad de abrir la batería.

Los tapones deben tener la misma resistencia química que la caja al contacto con el ácido sulfúrico. Junto a su función de cierre, se encuentran modelos que realizan una función de recombinación de los posibles gases que se formen en el interior, así como de limitación de sobrepresiones, para evitar accidentes.

Terminales de conexión

Si bien los valores de corriente máxima en instalaciones fotovoltaicas varían en función del tamaño de la instalación, no son en general comparables a los valores suministrados por las baterías en el arranque de motores. A pesar de ello, es importante asegurar siempre una correcta conexión, para evitar caídas de tensión excesivas y, sobre todo, posibles sobrecalentamientos o arcos voltaicos causados por un mal contacto. El cableado debe disponer de los conectores adecuados para la conexión con la batería. Es importante prever que en la práctica se encuentran terminales de batería de diferente forma, cuando sería beneficioso que existiera una mayor estandarización.

Para una batería así constituida se definen una serie de parámetros funcionales que permiten su caracterización básica.

El primer dato que se suministra con una batería es su *tensión nominal*. La propia constitución del acumulador, con un electrodo de Pb y otro de PbO₂, junto al electrolito asociado, conduce a una tensión entre electrodos ligeramente superior a los 2V por vaso (en carga elevada). Por simplicidad se toma como tensión nominal de vaso el valor exacto de 2V, en continua. Como ya se ha señalado, a partir de un vaso y en función de la tensión nominal requerida en el sistema, se realiza la conexión en serie de tantos elementos de 2V como sea necesario hasta alcanzar dicha tensión: una aplicación a 12V requiere la conexión en serie de 6 vasos individuales. En este caso, por su utilización extensiva, estos 6 vasos en serie forman un conjunto en una caja monobloque, con conexiones internas entre vasos y terminales externos únicos, positivo y negativo, como es la batería de automóvil común; en el caso de capacidades acumuladores por encima de los 150Ah hay que optar por el uso de vasos individuales.

La tensión nominal de una batería no debe confundirse con la *tensión de trabajo* o *tensión en operación*, V_B , que corresponde a la tensión real medida entre los terminales positivo y negativo de la batería en cualquier condición operativa. Esta variable tiene en cuenta la influencia sobre la tensión del propio estado de la batería (composición química de los electrodos y densidad de electrolito, básicamente) y también el efecto resistivo al paso de corriente, I_B , por su interior.

Junto al valor de tensión nominal, el siguiente parámetro fundamental en la especificación de una batería es la energía almacenable en su interior, su *capacidad nominal*, C_{Bnom} . La capacidad de un vaso o de una batería se expresa habitualmente en unidades de amperios-hora, en lugar de en watios-hora como sería lógico, completándose la información con la propia tensión nominal. Sin embargo, para que el dato de capacidad nominal de una batería esté realmente completo es necesario indicar en qué condiciones se ha obtenido dicha energía, a través del dato de corriente de descarga o, más habitualmente, del número de horas; es el denominado *régimen de descarga*. En aplicaciones fotovoltaicas se encuentran especificaciones de descargas en 5, 10, 20 o 100 horas que conducen a valores de capacidad referidos como C_5 , C_{10} , C_{20} o C_{100} . Siguiendo esta nomenclatura, la corriente de descarga, I_B , que a su vez es el cociente entre la capacidad y el número de horas que dura la descarga completa, suele acompañarse del régimen asociado: I_5 , I_{10} , I_{20} o I_{100} , expresando su valor en amperios.

Para una batería ya en operación, y asociado a su valor de capacidad, se define el denominado *estado de carga* (state of charge, *SOC*, en inglés) como la relación entre la energía almacenada en un momento determinado en la batería respecto a la energía total que permite almacenar, es decir, su capacidad. Así pues,

$$SOC = \frac{Ah_{bateria}}{Ah_{total}} = \frac{Ah_{bateria}}{C_B}$$

Una batería completamente llena está al 100% de estado de carga ($SOC = 1$) mientras que una batería con estado de carga cero no puede suministrar energía sin antes haber sido recargada parcialmente. Sin embargo, en la práctica se introducen ciertas limitaciones en la descarga de las baterías para prolongar su tiempo de vida.

Se define en este punto un término complementario del estado de carga, la *profundidad de descarga*, PD :

$$PD = 1 - SOC$$

Se denomina *profundidad de descarga máxima*, PD_{max} , a la máxima descarga que la batería debe experimentar durante su operación bajo ciclado. Al someter a la batería a descargas fuertes se producen en su interior diversos fenómenos de degradación, con pérdida de capacidad y reducción de su tiempo de vida. Los propios fabricantes establecen límites al valor de PD_{max} en las recomendaciones de uso de sus baterías, pero es el propio sistema, a través del regulador de carga, el que debe evitar superar el valor máximo recomendado de profundidad de descarga.

En estas condiciones, la energía realmente aprovechable de una batería instalada en un sistema fotovoltaico no viene reflejada directamente por la capacidad, sino que hay que considerar qué proporción se puede realmente extraer. Así, la *capacidad útil*, C_U , de una batería es:

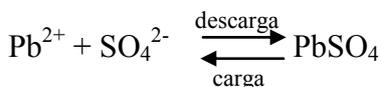
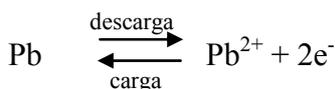
$$C_U = C_B \cdot PD_{max}$$

Dependiendo del tipo de batería y de su aplicación se recomiendan valores de profundidad de descarga máxima entre 0,4 y 0,8.

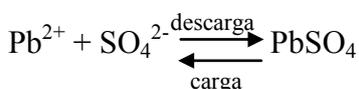
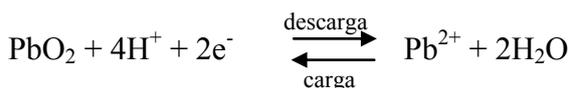
1.2.2 Procesos de carga y descarga

La característica principal de toda batería secundaria es su posibilidad de recarga hasta una situación igual, o similar, a la que tenía antes de la descarga. En realidad, las reacciones químicas de carga y descarga se ven acompañadas por un conjunto de procesos físicos y químicos adicionales, de clara influencia sobre el comportamiento global de la batería. Un estudio detallado de las características termodinámicas y fisicoquímicas de las baterías de plomo-ácido se encuentra en Bode (1977).

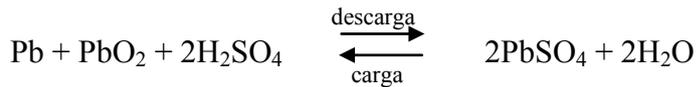
Las reacciones fundamentales de carga y descarga que se producen en el electrodo negativo, entre la materia activa y el electrolito, son:



y en el electrodo positivo:



La reacción global en la batería es, por tanto:



Durante la descarga se transforma la materia activa de cada uno de los electrodos en sulfato de plomo, con consumo de ácido y liberación de agua. Esta transformación se produce básicamente en el interior y cercanía de las placas, que es donde se establece el contacto con el electrolito. Al absorberse ácido y liberarse agua, la densidad disminuye, siendo menor en la zona ocupada por las placas que en puntos más alejados, por las propias características del mecanismo de difusión. Para continuar con una determinada tasa de reacciones (corriente circulante) se necesita una renovación de iones de sulfato en dicha zona. Cuando la corriente de descarga es elevada, la renovación debe ser rápida, lo que no siempre es posible. Por tanto, en estas condiciones de elevada corriente, el mecanismo de difusión limita la descarga, se produce un aumento de la resistencia interna y la capacidad total de la batería disminuye.

Al avanzar la descarga, cada vez hay menos cantidad de reactivos (plomo y óxido de plomo) en las placas, dificultando la continuación del proceso. Se produce una disminución de la tensión de la batería, que llega a ser brusca al final del proceso de descarga. En realidad, la formación de sulfato de plomo en los dos electrodos a partir de compuestos diferentes los aproxima en sus propiedades electroquímicas y, en consecuencia, la diferencia de potencial entre ellos decrece.

Desde el punto de vista eléctrico es posible representar la batería por una fuente de tensión de valor V_o , en serie con una resistencia interna, R_{int} . Esta resistencia serie interna representa los obstáculos que dificultan el paso de corriente (electrones en las placas e iones en el electrolito) por el interior de la batería; en un proceso de extracción de energía ($I_B = I_{descarga}$), provoca una caída de tensión respecto a la misma situación en circuito abierto. Se puede expresar de la siguiente forma:

$$V_B = V_o - I_{descarga} \cdot R_{int}$$

Durante la carga, el aporte energético exterior favorece las reacciones inversas a las producidas en la descarga; el sulfato de plomo formado durante la descarga en ambos electrodos se transforma de nuevo en plomo en el electrodo negativo y óxido de plomo en el positivo, absorbiendo agua y liberando ácido al electrolito. Durante la carga se incrementa la densidad del electrolito y también el valor de tensión en circuito abierto de la batería.

Al ir avanzando en el proceso de carga disminuye la cantidad de reactivo existente (sulfato de plomo) y aumenta la cantidad de productos (plomo y óxido de plomo) con lo que se dificulta la continuidad de la transformación. Estos fenómenos implican un aumento de la resistencia interna, que no es constante durante el proceso. En este caso, con $I_B = I_{carga}$, la tensión de batería se expresa como:

$$V_B = V_o + I_{carga} \cdot R_{int}$$

La tensión en circuito abierto de una batería, V_o , depende en primer lugar del tipo de batería y de su constitución; asimismo varía con el estado de carga y con la densidad del electrolito. La resistencia interna, a su vez, depende del estado de la batería, pero no es independiente de la propia corriente de carga o descarga, por la influencia ya explicada de los mecanismos de difusión y reposición de iones.

En una instalación real, y dependiendo del tipo de aplicación, se suceden de forma continuada las etapas de carga de batería (horas de sol con generación eléctrica superior

al consumo) con etapas de descarga (noches con consumo eléctrico). Hay también períodos de reposo (noches sin consumo eléctrico) y otros en los que se alternan los procesos de carga y descarga (por paso de nubes, encendido y apagado de lámparas, etc.).

1.2.3 Otros fenómenos en operación real

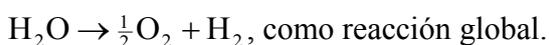
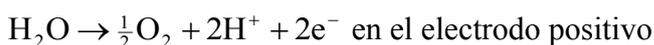
Los procesos de almacenamiento y extracción de energía, que constituyen la base de la operación de una batería, están acompañados en la práctica por otra serie de fenómenos físico-químicos que afectan a su funcionamiento y determinan en gran medida su tiempo de vida. La magnitud e influencia de estos procesos, no energéticamente útiles, depende tanto de la propia composición interna de la batería como de las condiciones de operación a las que ésta se vea sometida, principalmente de la temperatura y los niveles de carga y descarga que alcance.

Se describen a continuación los procesos de mayor relevancia:

Gaseo

En la fase final del proceso de carga de una batería, cuando la cantidad de sulfato de plomo en las placas es ya escasa y la reacción para formar plomo y óxido de plomo se ve dificultada, parte de la energía aportada a la batería se dedica a disociar el agua del electrolito en oxígeno en las placas positivas e hidrógeno en las negativas. Estos fenómenos, perceptibles como un burbujeo ascendente, reciben el nombre de *gaseo* o *gasificación* del agua. El gaseo comienza realmente antes de la carga completa de la batería, solapándose en una primera fase con el proceso de carga normal. A medida que la reacción de carga va siendo energéticamente más exigente por la escasez de material, la proporción de corriente dedicada al gaseo aumenta y se produce un incremento brusco de la tensión, hasta que finalmente toda la energía aportada a la batería, ya cargada, se dedica al gaseo. La corriente de gaseo es una corriente de pérdidas, con una dependencia exponencial con la propia tensión de batería y con la temperatura: a mayor tensión y mayor temperatura el gaseo aumenta.

Las reacciones de gaseo del agua del electrolito son las siguientes:



El hecho de ser esta energía de gaseo no recuperable no tiene excesiva importancia para el suministro eléctrico, puesto que se produce cuando la batería está próxima a su carga completa, es decir, cuando existe suficiente energía acumulada. Una tasa de gaseo elevada sí puede tener, sin embargo, efectos destacables sobre la vida de la batería. Por una parte, como efectos negativos, se puede producir una pérdida excesiva de agua en el electrolito que es necesario reponer para evitar una modificación de su densidad sobre los valores de diseño. Asimismo, una disminución del nivel de electrolito puede causar el descubrimiento de las placas, lo que perjudica gravemente sus propiedades. Desde el punto de vista de la seguridad es importante tener en cuenta que la acumulación en el exterior del hidrógeno liberado por la batería puede ser explosiva si supera una cierta concentración; para evitarlo, la batería debe estar situada siempre en un lugar bien ventilado. Además, un gaseo excesivo puede ser dañino por su efecto sobre la tasa de corrosión y el desprendimiento de material, aspectos estos que se explican más adelante.

Junto a los efectos negativos, el gaseo del electrolito, si se produce de forma controlada, presenta un efecto positivo muy importante en instalaciones fotovoltaicas, en las que las baterías se encuentran estáticas y bajo condiciones de ciclado profundo: el burbujeo produce un movimiento del electrolito que uniformiza su concentración y evita el fenómeno denominado *estratificación*.

Estratificación

En la disolución de ácido sulfúrico en agua que constituye el electrolito pueden aparecer diferencias de densidad significativas entre la zona baja de la batería (densidad más elevada) y la zona superior (densidad más baja). Este fenómeno, denominado *estratificación* del electrolito, se debe a la distinta resistencia eléctrica existente al paso de la corriente por las placas, entre puntos más cercanos o más alejados de los terminales externos, lo que provoca un diferencial en la tasa de reacciones (figura I-III). A ello se une el efecto de la gravedad.

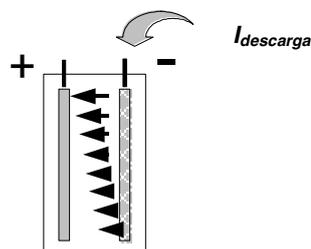


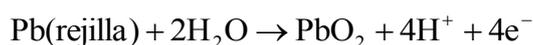
figura I-III Distribución de corrientes en una batería en descarga

En realidad, aparecen zonas con diferente densidad en el electrolito pero también zonas de diferente composición química dentro de una misma placa (más descargada la zona superior que la inferior), con diferencias de potencial entre ellas que, a su vez, favorecen las reacciones internas, sin aprovechamiento externo. Se produce, por tanto, un efecto de *autodescarga* de la batería. Este desequilibrio interno provoca una degradación acelerada de la batería y la reducción de su tiempo de vida.

En una batería instalada en un automóvil, su propio movimiento uniformiza la concentración del electrolito en todos sus puntos, reduciendo la extensión de este fenómeno salvo etapas prolongadas sin uso del vehículo. Sin embargo, en un sistema fotovoltaico la batería se encuentra estática desde el momento de la instalación hasta su retirada, a lo que se suma las bajas corrientes de carga. Aparte de la agitación manual de la batería que, por razones de seguridad, no es recomendable además de irrealizable en baterías de cierto tamaño, el mejor método para reducir la estratificación es la formación de fenómenos de gaseo de forma controlada. Las burbujas producidas por la disociación del agua ascienden desde su punto de origen, provocando el movimiento del líquido y su homogeneización. De esta forma se atenúa el desequilibrio en la batería, si bien siempre se producirán ciclados más amplios en zonas próximas a los terminales de conexión que en zonas alejadas, de la parte baja de la batería, donde la resistencia eléctrica es mayor.

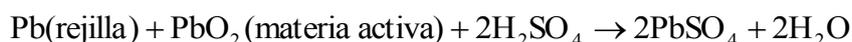
Corrosión

En la fase final de la carga de una batería, cuando el reactivo $PbSO_4$ empieza a escasear, la tensión aumenta y se ven favorecidas energéticamente otro tipo de reacciones distintas a las de carga, como veíamos en la sección sobre gaseo. Aparecen fenómenos de gran influencia sobre la vida útil de la batería como es la corrosión de la rejilla del electrodo positivo:



Se produce una disminución de la sección útil de la rejilla que provoca, además de un aumento de la resistencia ante la circulación de corriente, un mayor riesgo de fallo por rotura. Estos fenómenos de corrosión se incrementan con la temperatura. Bopp (1998) estima que la tasa de corrosión se dobla por cada 10°C de aumento de la temperatura.

Existe también riesgo de corrosión en condiciones de operación prolongada en bajos estados de carga, condiciones derivadas de un almacenamiento inadecuado, una insuficiente corriente de carga (radiación baja durante largos períodos o subdimensionado del generador) o un consumo de energía mayor de lo previsto. Se pueden producir reacciones entre la materia activa y la propia rejilla de la misma placa positiva, junto con el electrolito:



La formación de los productos de la corrosión supone un impedimento para la posterior reacción normal de transformación de materia activa con el electrolito y para el paso de la corriente eléctrica, provocando un aumento de la resistencia interna y una pérdida progresiva de capacidad.

En operación real, la corrosión del electrodo positivo es una de las principales causas de fallo de las baterías, por ambos motivos: sobrecarga o descarga prolongadas. Es común tanto la presencia de sistemas donde el consumo ha sido menor de lo previsto y las baterías han estado en condiciones de carga elevada de forma prolongada, como el caso contrario, con períodos largos en baja carga. Ambas situaciones deben evitarse en lo posible con una correcta regulación de carga.

Sulfatación

Cuando la batería trabaja en condiciones de baja carga durante tiempos prolongados, por insuficiente insolación o consumo excesivo, aparece también el fenómeno de la *sulfatación*. El sulfato de plomo que se ha ido formando durante la descarga y que en estados de baja carga es mayoritario, forma cristales de tamaño creciente con el tiempo. La zona interna de algunos de estos cristales, que no llega a tener contacto con el electrolito por su gran tamaño, deja de ser “recargable”, es decir, que en el proceso de carga posterior no se transforma en plomo y óxido de plomo. Se produce una pérdida de capacidad por la existencia de material no reutilizable, junto con un incremento de la resistencia interna por las dificultades del electrolito para alcanzar los puntos activos de los electrodos mediante difusión.

Este fenómeno de sulfatación se produce con mayor intensidad en el electrodo negativo. Para atenuar su aparición, el ajuste de la regulación de carga de la batería debe impedir su operación en estados de carga excesivamente bajos. Asimismo, el dimensionado de la instalación debe garantizar, en condiciones de radiación normales, una corriente de generador suficiente para que se reduzca en lo posible el tiempo de estancia de la batería en baja carga.

Precipitación de materia activa

En una batería en operación normal se produce el desprendimiento progresivo de ciertas cantidades de materia activa, que se acumula en el fondo de la caja al precipitar. Junto a la pérdida de capacidad que provoca esta reducción de la cantidad de materia activa presente en las placas, existe el riesgo de que el sedimento acumulado llegue a alcanzar la parte inferior de las placas y pueda provocar un cortocircuito entre ellas. Para evitarlo,

es recomendable que el diseño de la batería deje un espacio libre entre placas y fondo. Otra opción, presente en algunos modelos de baterías tubulares, son las bolsas que rodean las placas y que recogen el material desprendido evitando su precipitación.

Las causas del desprendimiento y sedimentación de materia activa de la batería son diversas. Por una parte, la materia activa se encuentra adherida a las rejillas de plomo que le dan soporte; dependiendo del tipo de aleación que forme la rejilla esta adherencia es mejor o peor, como ya se ha comentado. Por otra parte, al ser diferente el volumen específico del plomo y del óxido de plomo respecto al del sulfato, en los sucesivos procesos de carga y descarga se producen cambios de volumen, dilataciones y contracciones que pueden perjudicar la sujeción del material a la rejilla. Asimismo, las burbujas formadas en los procesos de gaseo arrastran partículas de materia activa que finalmente se depositan en el fondo. A corrientes elevadas al arrastre de material por gaseo se incrementa.

Efecto de la temperatura

La temperatura tiene una influencia importante sobre la batería, tanto en sus características de funcionamiento como en su degradación y tiempo de vida útil. Esta influencia tiene, además, dos efectos contrapuestos.

En primer lugar, la temperatura determina la movilidad de los iones en el electrolito, aumentando con temperaturas crecientes. Una batería sometida a condiciones de elevada temperatura ofrece una menor resistencia interna y su capacidad en descarga es mayor. Se puede estimar un aumento de la capacidad del 1% por cada °C de aumento de la temperatura, dentro de unos límites. A temperaturas bajas, junto a la disminución de capacidad por una más complicada difusión de los iones, puede producirse la congelación del electrolito, lo que inutilizaría su operación. Para disminuir la temperatura de congelación y favorecer la movilidad, se recomienda disponer una densidad de electrolito algo mayor ($\approx 1,28\text{g/cm}^3$) para lugares con temperatura ambiente baja. También es conveniente almacenar las baterías cargadas (si bien es más conveniente el almacenamiento en seco).

Junto a esta influencia sobre la capacidad, la temperatura también tiene un efecto determinante sobre los procesos de gaseo y corrosión y, a partir de ellos, sobre la degradación de la batería. Un incremento de temperatura disminuye la tensión a la que se inician los fenómenos de gaseo, perjudiciales para la batería si no se realizan de forma controlada con el único fin de evitar la estratificación. Además, las temperaturas elevadas favorecen los fenómenos de corrosión de la batería, acelerando de esta forma su envejecimiento. Por las condiciones habituales de instalación de un gran número de sistemas fotovoltaicos, en lugares soleados y generalmente calurosos es este un factor a considerar.

Por último, las variaciones de la temperatura producen diferencias inversas en la densidad del electrolito, lo que conlleva una operación diferente a la diseñada en el caso de variaciones amplias a lo largo del año o entre día y noche.

1.2.4 Tipos de baterías. Requisitos batería fotovoltaica

El diseño de las instalaciones autónomas, como se verá más adelante, conduce a capacidades de batería elevadas respecto al consumo diario, mientras que el generador fotovoltaico se diseña con un margen inferior al 50% sobre los promedios de radiación solar. La consecuencia es que las baterías trabajan en regímenes de baja corriente ($I_{20} - I_{100}$) durante tiempos prolongados, tanto en carga como en descarga. Estas condiciones

son muy diferentes, casi opuestas, a las que presentan las baterías de arranque de los automóviles, como ejemplo de aplicación más ampliamente extendida, con corrientes muy elevadas ($I_n > I_{0,01}$) durante breves instantes.

Al mismo tiempo, las baterías en los sistemas fotovoltaicos se ven comúnmente sometidas a ciclos continuos de carga y descarga, debido a las variaciones de la radiación solar (aleatoriedad más ciclados diario y estacional) y de los perfiles habituales de consumo eléctrico. La profundidad de la descarga puede ser fuerte en estas condiciones, especialmente en periodos de baja insolación. Tanto en el caso de las aplicaciones de arranque de automóviles como en los sistemas con generadores de apoyo (red eléctrica en sistemas de alimentación ininterrumpida, generadores diesel, etc.) las baterías se encuentran a plena carga la mayor parte del tiempo, descargándose cuando existe una demanda puntual de energía para volver a pasar a plena carga en espera del siguiente uso. Otra característica que influye en la operación de las baterías en instalaciones fotovoltaicas se deriva de su situación estática, con el ya descrito riesgo de estratificación.

Si bien es posible estimar unas condiciones de operación generales en función de la aplicación, la incertidumbre al tratar de predecir las condiciones reales a las que se ve sometida cada batería en particular dificulta el diseño óptimo y universal. Junto a estos motivos, por razones económicas y de disponibilidad de equipos en los mercados habituales de electrificación rural, en la práctica se utilizan diversos tipos de baterías, no siempre adecuadas para las aplicaciones fotovoltaicas más extendidas. Por su implantación real en el mercado, especialmente en las instalaciones de electrificación rural en países en desarrollo se consideran aquí las baterías *SLI* o de arranque y solar modificada, además de las baterías tubular estacionaria y *VRLA* gelificada, utilizadas en el mercado del primer mundo y en aplicaciones profesionales.

Existen aspectos que caracterizan y distinguen a los diversos tipos de baterías del mercado, junto a otros referidos a la propia calidad de la batería individual. Son aspectos que deben tenerse en cuenta en el diseño de la aplicación y en controles de calidad previos.

- Constitución:
 - Estado general (etiquetado, rotura caja, tapones, conexiones,...)
 - Grosor de placas
 - Volumen de electrolito
 - Densidad de electrolito
- Operación:
 - Carga inicial de la batería suministrada
 - Capacidad estabilizada después de varios ciclos de carga y descarga
 - Corriente de gaseo
 - Comportamiento en ciclado (según tipo de batería)

A continuación se describen las características principales de los cuatro tipos de baterías tratados:

Arranque o SLI (acrónimo de Starting, Lighting, Ignition, en inglés)

La función básica de diseño de una batería *SLI* es el suministro de elevadas corrientes (cientos de amperios) durante breves instantes de tiempo, principalmente para el arranque de motores. Después de un arranque con descarga rápida, aunque muy poco profunda en términos de energía (A.h), un alternador o generador auxiliar se encarga de recargar la batería hasta la siguiente demanda. Así, pues, las baterías de arranque, en su aplicación habitual, se encuentran de forma casi permanente en estados de elevada carga. Para satisfacer estos requisitos, el diseño de una batería *SLI* debe ofrecer una muy baja resistencia interna, es decir, debe poder realizar un gran número de reacciones activas de forma muy rápida. Las placas, planas, son de poco grosor y presentan una gran superficie de contacto con el electrolito para facilitar la transformación. Asimismo, por su lugar de instalación más común, en motores de automóvil, las limitaciones de espacio y peso también condicionan su diseño, buscando una elevada densidad de energía y de potencia. Como ya se ha comentado, este no es un factor determinante en sistemas estacionarios sino que, al contrario, interesa disponer de mayor reserva de electrolito.

A pesar de que sus condiciones de diseño son muy diferentes a las adecuadas para instalaciones fotovoltaicas, su bajo precio y extensa fabricación y distribución por todo el mundo, mantienen a las baterías de arranque con una importante implantación, especialmente en sistemas fotovoltaicos de zonas aisladas de países en desarrollo. En este sentido, es común la instalación, por parte del propio usuario, de baterías de automóvil para reponer las baterías de mayor calidad instaladas inicialmente, una vez pasado su tiempo de vida.

En la siguiente tabla se resumen las principales ventajas e inconvenientes de las baterías *SLI* o de arranque para su uso en sistemas fotovoltaicos:

<i>Ventajas</i>	<i>Desventajas</i>
Precio	Mal funcionamiento ante ciclado profundo y bajas corrientes
Disponibilidad	Tiempos de vida cortos
	Escasa reserva de electrolito

Es importante resaltar que en ocasiones se suministran baterías de arranque que no almacenan toda su capacidad, que presentan una carga parcial. Esto no es un problema grave en automóviles, ya que el propio motor se encarga de completar la carga al ponerse en circulación. Sin embargo, en instalaciones fotovoltaicas es básico asegurar dicha carga completa antes de la instalación de la batería ya que, después, por las propias características de la aplicación puede no ser posible.

Solar modificada

Con el objetivo de aprovechar las principales ventajas de las baterías *SLI*, su bajo coste y presencia extendida, se realizan pequeñas modificaciones de diseño que no alteran sustancialmente el proceso de fabricación pero sí mejoran sus características para aplicaciones fotovoltaicas. Se obtiene así la llamada batería solar modificada.

La batería solar modificada presenta un mayor grosor de placas que la *batería de arranque clásica* clásica, para permitir descargas prolongadas a corrientes bajas. Asimismo, por su situación estática, no es tan importante la densidad energética, en beneficio del tamaño de la caja para tener un mayor volumen de electrolito. Esto permite, por un lado, disminuir el mantenimiento de reposición de agua y el riesgo de

daño por falta de electrolito y, por otro, dejar un espacio libre por debajo de las placas para la acumulación de sedimentos sin peligro de cortocircuito.

<i>Ventajas</i>	<i>Desventajas</i>
Fabricación similar a baterías de arranque (precio y disponibilidad)	No recomendada para ciclados profundos y prolongados
Amplia reserva de electrolito	Tiempos de vida medios
Buen comportamiento en ciclados medios	

La batería solar modificada es una batería intermedia, tanto en precio como en características, entre la batería de arranque y la batería estacionaria. Al igual que la batería de arranque, resulta necesario realizar una carga fuerte inicial para asegurar que dispone de toda su capacidad cuando entra en operación.

Tubular estacionaria

La característica fundamental de este tipo de baterías es el diseño de sus placas positivas en forma de barras cilíndricas, en lugar de planas, y rodeadas de un recubrimiento poroso que sostiene la materia activa. Este diseño, aunque no optimiza el espacio, se adecua mejor que la placa plana a los ciclados profundos y continuos y a descargas a bajas corrientes, condiciones más próximas a las que se encuentran en instalaciones fotovoltaicas. Además, la batería estacionaria tiene un volumen de electrolito grande, ya que por su propia condición de diseño no requiere una limitación estricta de espacio ni peso en comparación con las baterías de automóvil. Existe un amplio espacio con electrolito sobre las placas, lo que reduce el mantenimiento de reposición de agua, y también entre placas y fondo, para la acumulación de sedimentos.

Como punto negativo debe mencionarse su mayor coste y menor disponibilidad, factores que resultan decisivos en pequeñas instalaciones y en determinados mercados, en favor de la batería de arranque o la solar modificada, especialmente a la hora de reponer baterías en mal estado.

Puesto que las baterías tubulares están diseñadas para soportar descargas profundas, el regulador asociado debe permitirlo, con un ajuste adecuado de los umbrales de regulación.

<i>Ventajas</i>	<i>Desventajas</i>
Buen comportamiento ante ciclado profundo	Precio elevado
Tiempos de vida largos	Disponibilidad escasa en determinados mercados
Reserva de sedimentos en el fondo con menor riesgo de cortocircuito	

VRLA (Gelificadas)

En instalaciones fotovoltaicas de pequeño tamaño se emplea a menudo baterías con un electrolito que no se encuentra en estado líquido, como ocurre en los tres tipos anteriores, sino en forma de gel. El factor de selección de este tipo de baterías en determinados proyectos es su reducida o nula necesidad de mantenimiento, lo cual

puede ser una ventaja muy importante. Al carecer de electrolito líquido no requiere reposición de agua, evitándose de esta forma los posibles daños derivados de un mantenimiento descuidado. Las baterías gelificadas ofrecen elevados tiempos de vida en condiciones de flotación, con baterías cargadas de forma prolongada pero sin sobrecarga excesiva. En caso de producirse fenómenos de gaseo a pequeña escala, el oxígeno producido se absorbe en el propio gel. EL aumento de presión por formación de gases se regula internamente mediante una válvula que evita sobrepresiones peligrosas. De aquí se deriva su nombre: Valve-regulated lead-acid o *VRLA*.

Sin embargo, en la práctica existen inconvenientes importantes para su utilización, ya que bajo determinadas condiciones de operación, con sobrecarga excesiva y temperaturas elevadas, este tipo de baterías pueden sufrir daños irreversibles. Si el gaseo del agua se produce a un ritmo elevado, puede provocar la formación de grietas y la pérdida de la funcionalidad del gel electrolítico, mientras que en una batería líquida se resuelve, en gran parte, con la simple reposición de agua.

<i>Ventajas</i>	<i>Desventajas</i>
Requieren escaso mantenimiento Buen comportamiento y tiempo de vida largo en condiciones de operación bien controladas	Deterioro rápido en condiciones de operación extremas Mal comportamiento con temperaturas elevadas

Este tipo de batería debe ir asociado a una regulación muy bien ajustada y controlada durante su tiempo de operación, para evitar condiciones de trabajo que resulten perjudiciales. Su coste, siempre dependiente del factor de escala, es similar al de las baterías tubulares y, por tanto, superior al precio de las baterías de automóvil.

1.2.5 Mantenimiento

Las baterías en los sistemas fotovoltaicos requieren un mantenimiento básico para, por una parte, reducir en lo posible su degradación con el tiempo y, por otra, prever su fin de vida y asegurar un recambio rápido. Las tareas de mantenimiento recomendables son:

- Verificar el nivel de electrolito y rellenar con agua destilada si es necesario (en baterías de electrolito líquido)
- Proteger los terminales de batería frente a la corrosión aplicando vaselina sobre ellos
- Revisar conexiones eléctricas
- Comprobar diferencias de tensión y densidad entre vasos, en circuito abierto

Un mantenimiento más avanzado puede incluir la medida de la capacidad de la batería ya en operación, para lo cual es necesario realizar una descarga completa al tiempo que se miden los valores de corriente y tensión. Esto permite conocer la pérdida de capacidad respecto a las condiciones iniciales, aunque para su realización debe sustituirse la batería ensayada por otra. La información obtenida resulta útil para estimar la situación de otras baterías en condiciones de operación similares.

1.3 Regulador de carga

1.3.1 Constitución básica y parámetros característicos del regulador de carga

El regulador de carga es el equipo encargado de la protección de la batería. Desde un punto de vista funcional está compuesto por dos interruptores que controlan las líneas generador-batería y batería-consumo, por comparación entre las condiciones de la batería y los umbrales de regulación fijados en diseño. El resto de componentes internos sirven para poder realizar la función de regulación correctamente en las condiciones previstas y para evitar situaciones accidentales o, al menos, evitar su propagación.

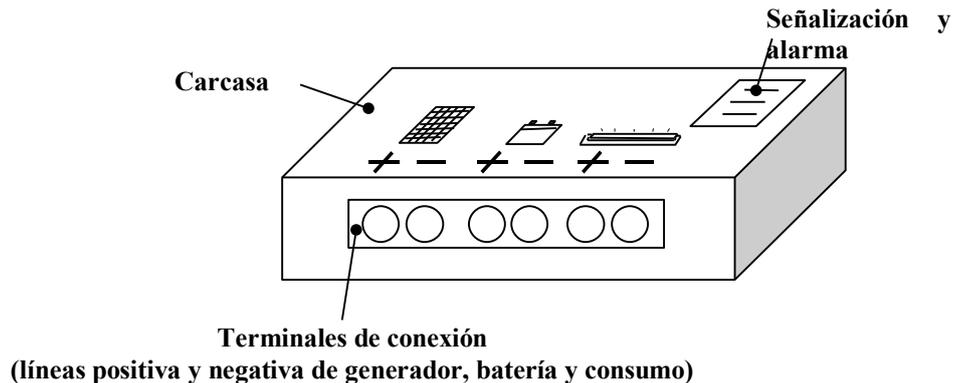


figura I-IV: Dibujo de regulador de carga típico

El regulador de carga presenta, al menos, tres pares de terminales de conexión: positivo y negativo de las líneas de generador, batería y consumo (figura I-IV). Adicionalmente, puede incluir un par de terminales más para el sensor de tensión de batería. Sobre la carcasa del regulador se pueden disponer indicadores informativos o de alarma. Su coste es relativamente bajo (5-10% del total del sistema), si bien su influencia sobre el funcionamiento de la instalación es crucial.

En la información técnica habitualmente suministrada con los reguladores de carga se especifica una serie de parámetros básicos que definen el rango de aplicación del equipo y sus principales características. En primer lugar, la *tensión nominal* del regulador debe ser la misma que la tensión nominal de la batería asociada, ya que el regulador recibe la alimentación de la propia batería. Como en ésta, en realidad la tensión de trabajo del regulador varía en un cierto margen alrededor de dicho valor de referencia. En el mercado existen reguladores que permiten su instalación en sistemas de diferente tensión nominal, realizándose la selección a la tensión particular de forma manual o automática.

Un parámetro fundamental en todo regulador de carga es la *corriente máxima* que puede circular por el interior del regulador de forma segura, tanto en la línea de generación como de consumo. Este parámetro debe tenerse siempre muy en cuenta en la selección del equipo apropiado para un determinado sistema. La corriente máxima de diseño, en condiciones de temperatura elevada, debe ser superior a la corriente máxima del generador asociado (corriente de cortocircuito) y a la corriente de consumo con todos los equipos encendidos. Para evitar la aparición de fallos y posibles accidentes en condiciones de elevada temperatura es común seleccionar un regulador sobredimensionado, en términos de corriente máxima admisible, respecto a dichos valores posibles de operación.

Habitualmente también se especifica en la información técnica los *umbrales de regulación* para los que se produce la desconexión y reconexión de las líneas de generación y de consumo a su paso por el regulador. Se intenta lograr con ello la protección de la batería frente a la sobrecarga y a la a descarga profunda. Los umbrales básicos son:

- Fin de carga (generador)
- Reconexión de carga (generador)
- Desconexión del consumo (*LVD*, Low Voltage Disconnection, en inglés)
- Reconexión del consumo

Junto a estos umbrales básicos, existen modelos que incluyen umbrales de gaseo o sobrecarga controlada, con el objetivo de reducir el riesgo de estratificación y garantizar una carga completa.

Finalmente, se suministra también el *rango de temperaturas* en el cual el regulador puede operar sin daño y sin perjuicio para sus funciones fundamentales de regulación y de transmisión de corriente hacia el resto del sistema.

1.3.2 Descripción operativa: sistema regulador-batería

Como ya se ha indicado, el regulador de carga tiene como función fundamental la protección de la batería, impidiendo su operación en estados de sobrecarga excesiva o de descarga profunda, de acuerdo con las propias características de la batería y las recomendaciones del fabricante.

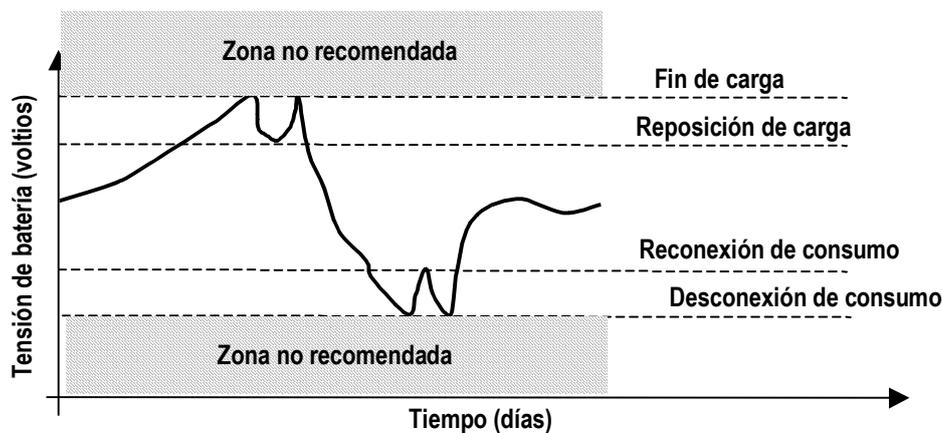


figura I-V: Ejemplo evolución de batería en operación, con regulador asociado

Para evitar que la batería alcance una situación de sobrecarga que, de mantenerse de forma prolongada, aceleraría su degradación, el regulador actúa sobre la línea de corriente generador-batería, limitando la corriente de carga cuando se alcanza el umbral de fin de carga fijado. En el caso opuesto, la protección frente a descarga profunda de batería se realiza mediante la desconexión automática de la línea de consumo cuando se alcanza el umbral ajustado (*LVD*). En la figura I-V se muestra un ejemplo de la evolución de una batería en operación, asociada a un regulador de carga sencillo, bajo condiciones de radiación y consumo normales. En la práctica existen diversas estrategias de regulación, con sus ventajas e inconvenientes. Los diferentes tipos de reguladores y los modos de operación de batería asociados a ellos se describen en el apartado correspondiente.

La inclusión de un sistema de control adecuado es básica para intentar garantizar una vida prolongada de la batería. En un sistema fotovoltaico, una batería sin regulación puede alcanzar durante la fase de carga una tensión entre terminales muy elevada, con tasas de gaseo y corrosión inaceptables si se mantienen de forma duradera. Se puede observar en la figura I-VI la evolución de la tensión de una batería de plomo-ácido sometida a una carga a corriente constante de 3 amperios, con y sin regulador. Después de una etapa común de crecimiento lento de la tensión, al alcanzar estados de carga elevados se produce un incremento brusco de la tensión sin un aporte importante de energía dedicada a la carga de la batería, sino a otros procesos no recuperables. El regulador evita la operación en esta zona perjudicial. En el eje de abscisas se representa el denominado *factor de recarga*, *FR*, que es la energía total entrante en la batería durante una carga en relación con su capacidad total. Es decir, el factor de recarga incluye tanto la corriente de carga como la corriente de gaseo, no útil.

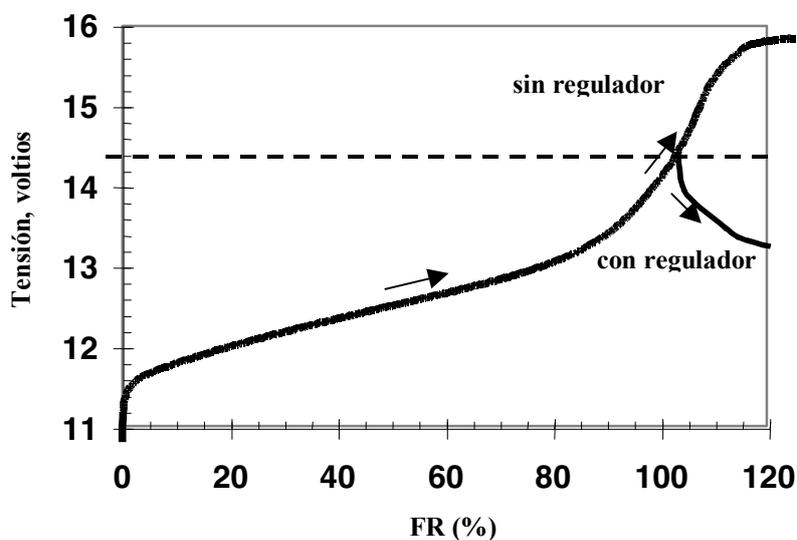


figura I-VI: Ejemplo de evolución de tensión de batería (12V) en carga a corriente constante, con regulador y sin regulador asociado

Cuanto mayor sea el umbral de fin de carga (hasta un límite) mejor se asegura la recarga completa de la batería y menor es el riesgo de estratificación pero, por el contrario, se incrementa la tasa de corrosión y los efectos negativos del gaseo incontrolado. Del compromiso entre estos factores se extraen los umbrales de regulación más favorables (2,35-2,4V/vaso, si bien dependen de la batería a regular). En esta zona del fin de carga las variaciones de tensión no implican grandes variaciones en la carga de la batería, siendo más determinantes los procesos accesorios de degradación antes mencionados.

En cuanto al efecto del regulador sobre las posibles situaciones de descarga de batería, en la figura I-VII se muestran las diferencias entre una batería conectada directamente al consumo, por tanto sin protección alguna, y otra asociada a un regulador de carga. Una batería sin protección puede sufrir una descarga total que, además de rebajar la tensión del suministro eléctrico a niveles inaceptables (cerca de 0 voltios) para los equipos de consumo, puede degradar rápidamente la batería y hacerla irrecuperable ante una recarga posterior.

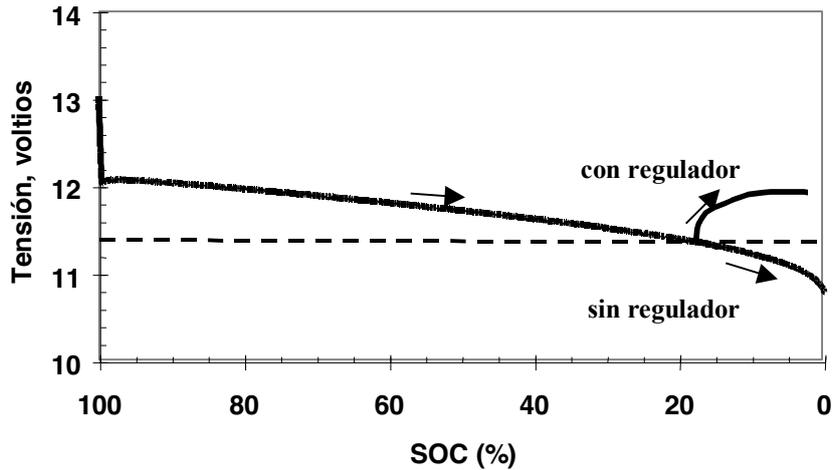


figura I-VII: Ejemplo de evolución de tensión de batería (12V) en descarga a corriente constante, con regulador y sin regulador asociado

Sin llegar a esos extremos, los propios fabricantes de baterías suministran datos de tiempos de vida, en número de ciclos, de sus baterías en función de la profundidad máxima a la que se descarga la batería durante su ciclado, PD_{max} (figura I-VIII).

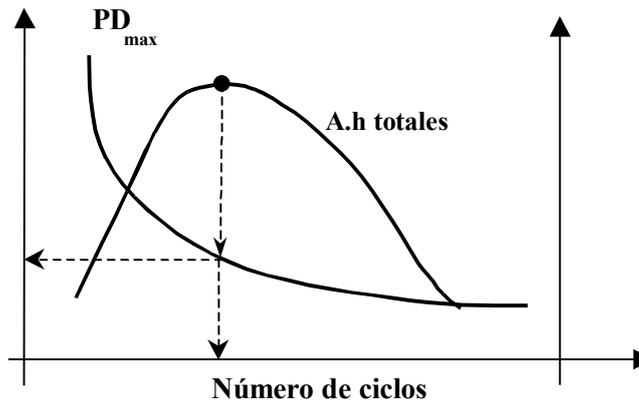


figura I-VIII: Energía extraíble de una batería durante toda su vida en función de la profundidad de descarga máxima. Ejemplo

La introducción del regulador, si bien limita la energía extraíble en cada descarga a corto plazo (más o menos según el umbral fijado), permite prolongar su tiempo de vida. Este mismo hecho, un menor beneficio a corto plazo a favor del beneficio a largo plazo conlleva en ocasiones que el propio usuario conecte directamente la línea de consumo a la batería (*by-pass* del regulador), evitando la desconexión automática del consumo por baja carga pero, a su vez, eliminando toda protección de la batería frente a descarga completa.

En este punto y después de lo explicado, cabe destacar la importancia de asegurar la compatibilidad entre la batería y el regulador en el diseño y selección de los equipos. La batería, en función de su tipo, tamaño, regímenes de corriente más comunes y

aplicación asociada, requiere una estrategia de regulación que asegure el mantenimiento de un rango de trabajo adecuado. En este sentido, en ocasiones los propios fabricantes recomiendan unos límites en la descarga de las baterías que sirven de base para el ajuste del regulador en la fase de diseño. En la siguiente tabla se establecen valores recomendados en función del tipo de batería:

<i>Tipo de batería</i>	<i>PD_{MÁX} (%)</i>
<i>SLI</i>	50
Solar modificada	60
Tubular	80
<i>VRLA</i>	40

Tabla: Recomendaciones de descarga máxima de baterías en operación

Cabe señalar también la influencia de la temperatura sobre la evolución de la batería y, en consecuencia, sobre la regulación a aplicar. Los fenómenos de gaseo y de corrosión se incrementan significativamente con la temperatura, lo que implica una mayor degradación de batería; para reducir ésta, es necesario evitar las posibles sobrecargas corrigiendo los umbrales de fin de carga en función de la temperatura. Se recomiendan valores de entre -4 y $-5\text{mV}/^\circ\text{C}/\text{vaso}$.

Tiene también gran relevancia el ajuste del umbral de reconexión del consumo y, en concreto, la “ventana” existente entre la desconexión y la reconexión del consumo. Por una parte, debe haber suficiente margen como para que los equipos de consumo no operen con sucesivos encendidos y apagados muy próximos que, además de ser incómodos para el usuario, podría dañar los equipos. Por el contrario, si la reconexión se retarda mucho la batería experimenta una mayor recarga, pero se está impidiendo el consumo durante un tiempo excesivo, cuando el sistema ya podría suministrar energía en condiciones adecuadas.

Junto a esta función de control de carga de batería, el regulador, por su situación central dentro del sistema fotovoltaico, incluye habitualmente información sobre el estado del sistema. Dependiendo de la complejidad del equipo, normalmente asociada a la potencia de la instalación, se suministra información luminosa o numérica del estado de carga de la batería y del modo de operación del sistema, así como valores de corriente, tensión, energía generada o consumida, temperatura, etc. Es recomendable la inclusión de una señal de aviso previo a la desconexión del consumo por bajo estado de carga de batería. Esto puede ser bastante útil para el usuario, al permitir conocer con antelación cuándo se va a producir la desconexión y poder planificar mejor el consumo. Reduciendo voluntariamente el consumo de forma parcial puede incluso prolongar las horas de uso sin que se produzca la desconexión automática completa.

La inclusión del regulador de carga en un sistema fotovoltaico aporta las ventajas ya comentadas de protección de la batería, por lo que es un equipo básico en cualquier instalación no conectada a la red. Sin embargo, el propio regulador, como cualquier equipo electrónico, introduce pérdidas de energía en el sistema que hay que considerar por su influencia sobre el conjunto.

El regulador presenta una determinada *eficiencia de operación*; requiere para su funcionamiento normal una cierta cantidad de energía que extrae de la propia batería. Puesto que el regulador es un equipo que se encuentra activo las 24 horas del día, un autoconsumo de corriente aparentemente bajo puede en realidad equivaler a una proporción apreciable de la energía almacenada, que no podrá destinarse al consumo

final. En este sentido, se recomiendan valores de autoconsumo no superiores al 3% de la energía diaria de consumo prevista. Para un sistema fotovoltaico doméstico pequeño, con valores de consumo diario estimados de 150W.h/día, el autoconsumo del regulador no debe exceder los 15mA. Para sistemas de mayor potencia estos valores se incrementan. Es importante destacar que junto a equipos con un autoconsumo mínimo, imprescindible para el cumplimiento de su función básica de protección de la batería, se encuentran bastantes casos de reguladores con dispositivos de información y alarma sobredimensionados: *LED* excesivamente luminosos, pantallas *LCD* con iluminación posterior, etc. Puede darse la paradoja de que un dispositivo extraiga una parte significativa de la energía de la batería para informar al usuario precisamente sobre la cantidad de energía almacenada en la batería. Una opción para poder suministrar una información suficiente sin un autoconsumo excesivo de energía consiste en instalar un sistema de encendido y apagado manual de la señalización, de forma que sólo se active cuando el usuario requiera la información.

Además del consumo propio de energía, el regulador introduce en cada una de las líneas de potencia del sistema una determinada caída de tensión al paso de corriente por su interior. La resistencia ofrecida por los conectores, pistas, fusibles internos, diodos, relés, transistores u otros componentes, puede llegar a tener importancia no sólo como energía perdida en forma de calor, sino por su influencia sobre la operación de otros componentes. El punto de trabajo del generador fotovoltaico está determinado por la tensión de batería modificada por las caídas de tensión en el regulador y en el cableado de la línea generador-batería. Por otra parte, la tensión de alimentación de los equipos de consumo es igual a la tensión de la propia batería descontando las caídas intermedias en la línea completa batería-consumo, incluyendo el regulador. Se recomienda limitar las caídas de tensión en el interior del regulador a un 4% de la tensión nominal, a la corriente máxima de operación del sistema.

Además del mantenimiento de valores de eficiencia adecuados, el regulador debe estar protegido ante situaciones accidentales que pudieran producirse por causas meteorológicas o por la acción humana. Condiciones de sobretensión, sobrecarga, cortocircuito o inversión de polaridad en cualquiera de las líneas, pueden tener un efecto dañino sobre el conjunto del sistema, y aún con más probabilidad sobre el regulador, por su posición central en la instalación. El regulador debe, a su vez, evitar la propagación de estas situaciones accidentales mediante los dispositivos necesarios: varistores frente a sobretensión, fusibles, etc. Cabe destacar la importancia de asegurar el buen funcionamiento del equipo en condiciones de elevada corriente unida a elevada temperatura. La circulación de corriente por el interior del regulador genera calor, por efecto resistivo, que debe ser liberado para evitar incrementos de temperatura excesivos que pueden dañar los componentes internos (especialmente los dispositivos de interrupción, *MOSFET*). Sin embargo, si a este calentamiento se une una temperatura ambiente elevada, la disipación de calor hacia el exterior se ve dificultada. Deben disponerse siempre los componentes adecuados y el sistema de disipación de calor suficiente para garantizar unas condiciones térmicas internas controladas bajo cualquier condición de operación prevista y añadir a esto las protecciones frente a condiciones más allá de los márgenes de diseño.

1.3.3 Conexión batería-regulador

En el tratamiento conjunto de batería y regulador cabe incluir una referencia sobre el efecto del cableado de conexión de ambos elementos. Las caídas de tensión que los cables introducen entre regulador y batería, con valores dependientes de su longitud,

grosor y de la propia corriente circulante, I_B , implican que la tensión de batería, V_B , sea diferente de la existente en los terminales de la línea de batería del regulador, V_{RB} . Y es, en general, esta tensión de alimentación del regulador el valor empleado para aplicar el control de carga. Distinguimos aquí los casos de carga y descarga.

En fase de carga:

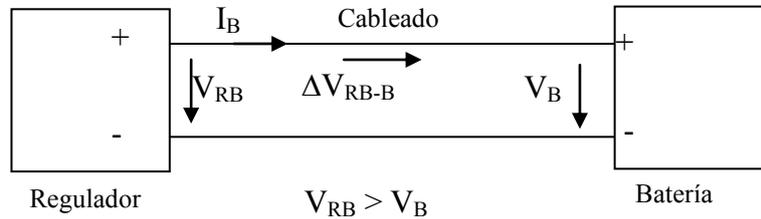


figura I-IX: Esquema del efecto del cableado durante un proceso de carga de batería

De la figura I-IX se deduce que ante un valor elevado de caída de tensión, por su instalación a excesiva distancia o por cables no suficientemente gruesos, la protección frente a sobrecarga se va a aplicar sobre la batería en un umbral inferior al que debería: el regulador “ve” una tensión superior a la que en realidad tiene la batería ($V_{RB} > V_B$). Esto puede dificultar la carga completa de la batería y aumentar el riesgo de estratificación por no alcanzarse tensiones suficientemente elevadas; por el contrario, la pérdida de agua y corrosión se reducen respecto a lo previsto.

Mientras, en la fase de descarga:

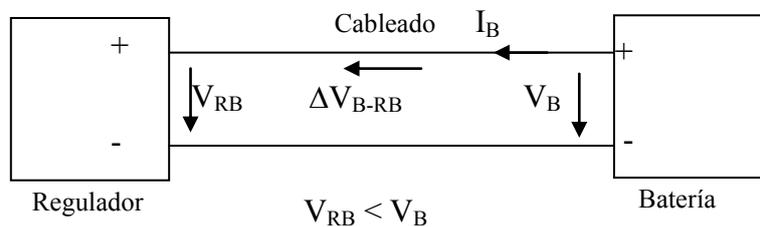


figura I-X Esquema eléctrico en proceso de descarga

Durante la extracción de energía de la batería la corriente “sale” de la batería, como se muestra en la figura I-X; así, la tensión entre sus terminales es superior a la tensión en el regulador ($V_B > V_{RB}$). Cuando se alcanza el umbral de desconexión del consumo por baja carga, en realidad la batería está en un nivel superior, es decir, todavía puede extraerse más energía pero el regulador ya lo impide. Por tanto, el efecto de caídas de tensión elevadas es, en este caso, una menor energía disponible, pero en ningún caso se produce una mayor degradación de batería por descarga profunda.

Se recomiendan límites inferiores al 1% de la tensión nominal para las caídas de tensión entre regulador y batería. Por tanto, la distancia entre ambos debe ser reducida, manteniendo siempre las medidas de seguridad en la instalación de ambos elementos. En sistemas de tamaño-medio grande, para evitar esta perturbación en la regulación, los reguladores de carga incluyen un par de terminales para el sensor de tensión de batería, e independientes de la línea de potencia. De esta forma, la tensión que muestrea el regulador es la que realmente existe entre terminales de batería, si bien, se introduce una mayor complejidad y coste que los reguladores de pequeño tamaño no suelen adoptar.

1.3.4 Tipología

Existen en el mercado diversos tipos de reguladores en función de los siguientes parámetros de diseño:

Situación del dispositivo de interrupción

Dependiendo de la situación del dispositivo de interrupción encargado de controlar la carga de la batería, se pueden encontrar dos grupos de reguladores: serie y shunt.

En un regulador tipo *serie*, el generador queda desconectado del regulador al alcanzarse el umbral de fin de carga, mediante el cambio a circuito abierto del interruptor correspondiente. Por tanto, este interruptor se encuentra situado dentro del regulador entre terminales de la misma polaridad. Habitualmente se encuentran en los polos positivos, con el negativo común, como en el ejemplo de la figura I-XI, si bien también se encuentran casos con los interruptores en el negativo.

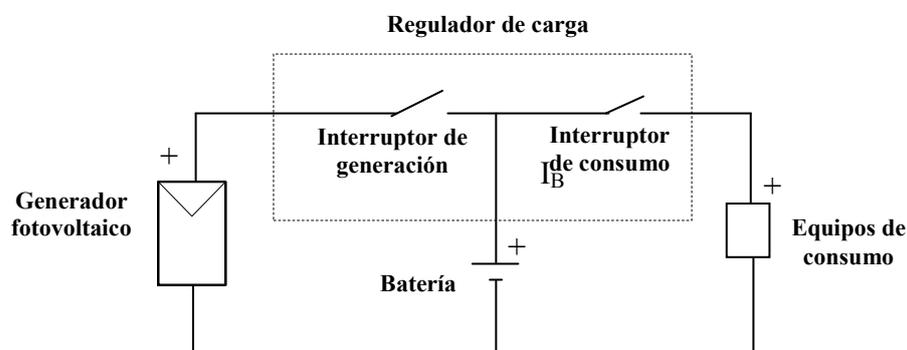


figura I-XI: Esquema del sistema con regulador tipo serie

En el caso de la línea de consumo, el dispositivo de interrupción se encuentra también entre polos iguales dentro del regulador.

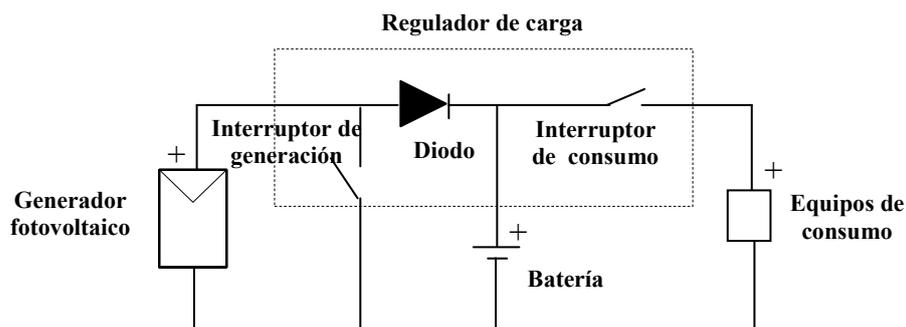


figura I-XII: Esquema del sistema con regulador tipo shunt

Mientras, en un regulador tipo *shunt*, al alcanzarse el umbral de fin de carga de batería, el generador se cortocircuita, de forma que la corriente no circula hacia la batería sino que forma un bucle por el interior del regulador sin pasar por la batería. Al ser el generador fotovoltaico equivalente a una fuente de corriente, con un valor de corriente máximo limitado (corriente de cortocircuito), no existe problemas de sobrecarga si el diseño del regulador admite dicha corriente máxima. En la figura I-XII se muestra el

esquema básico, donde se observa la inclusión de un diodo de bloqueo para impedir la descarga de la batería a través del propio interruptor en cortocircuito.

Tipo dispositivo de interrupción

Como dispositivos de interrupción/transmisión de corriente se utilizan tanto relés electromecánicos como de estado sólido (*MOSFET*, habitualmente), si bien con el tiempo se van imponiendo estos últimos en los equipos de regulación existentes en el mercado.

En realidad ambos dispositivos tienen sus ventajas e inconvenientes en su aplicación práctica. Se pueden resumir en la siguiente tabla:

<i>Tipo de dispositivo</i>	<i>Ventajas</i>	<i>Inconvenientes</i>
Electromecánico	Caídas de tensión bajas Buen comportamiento ante temperaturas y corrientes elevadas	Elevado autoconsumo (excepto biestables) Mal comportamiento en oscilación o cambios de estado frecuentes
Estado sólido (<i>MOSFET</i>)	Bajo autoconsumo Buen comportamiento con cambios de estado frecuentes	Caídas de tensión elevadas Riesgo de fallo ante temperaturas y corrientes elevadas

Estrategia de control

Para la protección de batería frente a sobrecarga, se encuentran dos estrategias de regulación mayoritarias y bien diferenciadas: *on-off* y *PWM* (modulación de ancho de pulso).

En un regulador *on-off*, cuyo efecto se representa en la figura I-XIII, cuando la batería alcanza un cierto umbral de carga el regulador desconecta el generador, de forma que la corriente de carga hacia la batería se interrumpe totalmente. La tensión de batería disminuye ($I_B \cdot R_{int} = 0$) y cuando alcanza el umbral de reconexión, hecho que suele suceder segundos o minutos después, el generador vuelve a suministrar toda la corriente a la batería ($I_B > 0$).

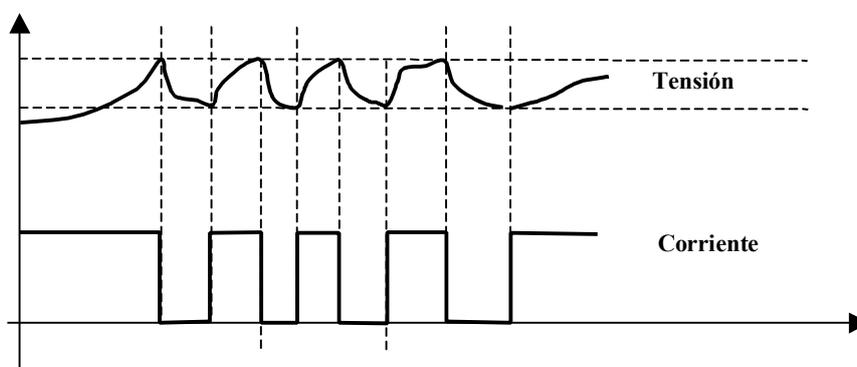


figura I-XIII: Evolución de tensión de batería y corriente de carga en un sistema con regulador On-off (corriente de generador constante)

La segunda estrategia de control, *PWM*, presente en mayor medida en equipos de potencia superior, consiste en que una vez alcanzado el umbral de fin de carga, en lugar de interrumpirse totalmente la circulación de corriente desde el generador hacia la batería, se va reduciendo su valor sin llegar a anularse, de manera que la tensión de batería permanezca constante (figura I-XIV). En realidad, se introducen pulsos (de decenas o pocos cientos de Hz) de conexión y desconexión para mantener constante la tensión, siendo la corriente media dependiente del ancho de los pulsos y estos de lo cargada que se encuentre la batería.

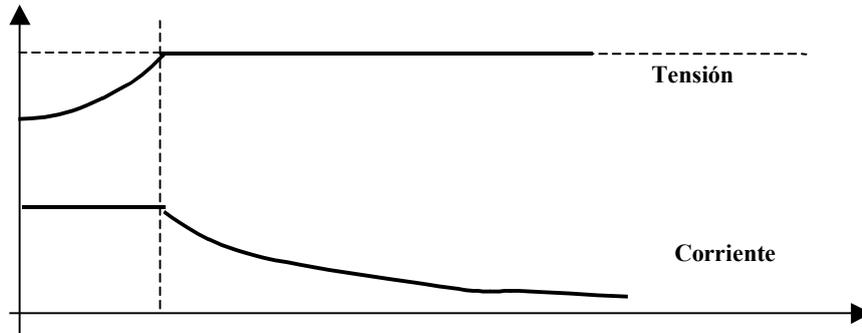


figura I-XIV: Evolución de tensión de batería y corriente de carga en un sistema con regulador PWM (corriente de generador constante)

No existen, hasta el momento, experiencias sobre el terreno que aconsejen la selección de una u otra estrategia de control. Resulta más importante, sin embargo, el ajuste correcto de los umbrales de regulación, de forma conjunta con la batería.

En el caso de la protección frente a descarga excesiva de batería la única estrategia posible en ambos tipos de reguladores es la desconexión completa de la línea de consumo al alcanzar un cierto umbral, volviendo a conectar cuando la batería ha recuperado parte de su carga.

Variable de control

Hasta este momento se ha comentado que el regulador de carga actúa al alcanzar un determinado umbral de fin de carga o de desconexión de consumo (y sus reposiciones), sin haber especificado todavía claramente qué variables caracterizan a dichos umbrales. En el caso de la prevención frente a sobrecarga, la desconexión del generador se produce a partir del valor de tensión medido entre terminales de la línea de batería en el regulador. En equipos de media y alta potencia, la medida de la tensión suele realizarse en terminales de la propia batería mediante un sensor independiente. Así, en ambos casos, la variable de control es la tensión, con modificaciones por temperatura.

En la zona de baja carga para el control del consumo, no todos los equipos regulan empleando la misma variable de control. El caso más sencillo y también el más extendido, es la desconexión automática de la línea de consumo por tensión cuando se alcanza el valor de tensión previamente fijado (*LVD*). Hay otros equipos, sin embargo, que internamente y mediante un algoritmo de control, estiman un estado de carga de la batería mediante modelos más o menos complejos, actuando sobre la línea de consumo en función de dicho parámetro. Por el momento no existen datos del terreno que justifiquen la elección de un método frente a otro.

1.3.5 Mantenimiento del regulador

El mantenimiento básico de regulador de carga sobre el terreno es relativamente sencillo. El primer punto, después de verificar el estado físico general del equipo, es la comprobación de las conexiones; es preciso que el cableado esté bien sujeto para evitar caídas de tensión excesivas, sobrecalentamientos o arcos eléctricos. Asimismo, mediante la medida de la tensión entre terminales del regulador es posible evaluar las caídas de tensión internas que este introduce en el sistema al paso de la corriente eléctrica. Finalmente, debe verificarse la correcta operación de los indicadores luminosos o acústicos. Estas tareas pueden realizarse sin modificación alguna del sistema y sin parar su operación normal empleando un voltímetro.

Se puede realizar un mantenimiento un poco más avanzado que sí requiere la parada momentánea de la operación del sistema, ya que necesita la desconexión de las líneas de potencia. En primer lugar, basta con introducir un amperímetro o un shunt calibrado en la línea de batería, con el generador y el consumo desconectados, para medir el autoconsumo de corriente (en vacío) del regulador. Asimismo, se pueden medir de forma sencilla los umbrales de regulación ajustados, tanto en la zona de elevada carga como de baja carga, así como la alarma previa a la desconexión, introduciendo un potenciómetro en serie entre la batería y el regulador y registrando los valores de corte. Es útil realizar esta medida periódicamente, puesto que como ya se ha indicado la dependencia del tiempo de vida de la batería con la “calidad” de su regulación de carga es relevante.

Subsistema de acondicionamiento

2.1 Convertidores DC/DC

2.1.1 Descripción general

El punto de trabajo (par corriente-tensión) de un generador fotovoltaico está determinado por la influencia del resto de elementos del sistema a través de su curva de carga. Normalmente, este punto de trabajo no coincide con el punto de máxima potencia del generador, apareciendo, por tanto, unas *pérdidas de utilización* respecto al máximo que el sistema podría generar, en cada instante.

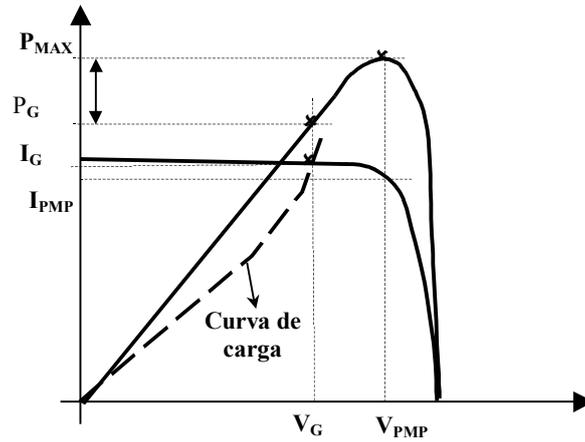


figura I-XV: Curvas I-V y P-V de un generador fotovoltaico.
Curva de carga, punto de trabajo y de máxima potencia

En la figura I-XV se muestran las curvas típicas corriente-tensión y potencia-tensión de un generador fotovoltaico. Se indica en ellas la potencia máxima, P_{MAX} , que se produce en el punto (I_{PMP}, V_{PMP}) y la potencia P_G , en un punto cualquiera de operación (I_G, V_G) resultado de la intersección de la curva de carga del sistema con la curva I-V del generador.

La energía perdida por el desacoplamiento (ΔE) es la resultante de:

$$\Delta E = -\int_0^t (P_{MAX}(u) - P_G(u)) \cdot du, \text{ donde "u" es la variable de integración temporal.}$$

Las pérdidas de utilización se pueden reducir, en parte, con un diseño adecuado del sistema sin necesidad de ningún equipo adicional. Una selección correcta de los módulos, teniendo en cuenta el conjunto de equipos habituales del sistema, permite acercar los puntos de trabajo y de máxima potencia durante la operación. Sin embargo, esta reducción de las pérdidas no es completa, ya que el punto de máxima potencia del generador y, en concreto, su valor de tensión varía de forma significativa con la temperatura (figura I-XVI).

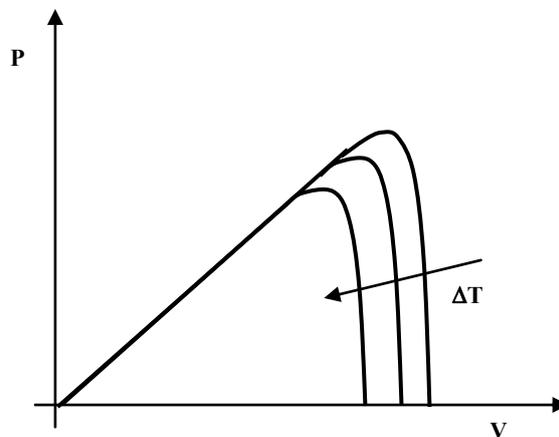


figura I-XVI: Curva potencia-tensión de un generador a varias temperaturas

La variación de la radiación incidente sobre los módulos determina la corriente generada y, por tanto, la potencia. Sin embargo, su efecto sobre el valor de tensión para el que se produce la potencia máxima, V_{PMP} , en cada instante viene marcado de forma indirecta por su influencia sobre la temperatura de célula.

Por otra parte, el punto de trabajo en el que realmente se sitúa el generador fotovoltaico depende de las cargas asociadas a él. En el caso de sistemas con batería, la tensión de trabajo del generador queda determinada por la tensión de batería más las caídas de tensión intermedias. Una batería en bajo estado de carga tiene una tensión entre terminales inferior, de manera que el punto de trabajo del generador está bastante alejado del de máxima potencia. A medida que la batería se va cargando (generación > consumo), aumenta la tensión de batería de forma progresiva y, en consecuencia, también la de trabajo del generador, acercándose al punto de máxima potencia.

Con el objetivo de obtener un mayor aprovechamiento del generador fotovoltaico se puede introducir en el sistema el llamado *seguidor del punto de máxima potencia* (MPPT, Maximum Power Point Tracker, en inglés). El seguidor es un convertidor DC/DC que modifica su impedancia de entrada de forma que el punto de trabajo del generador coincida, o se aproxime lo más posible, al punto de máxima potencia, independientemente de la tensión de salida (tensión determinada por el resto del sistema). Está situado a la salida del generador fotovoltaico, como se muestra en la figura I-XVII.

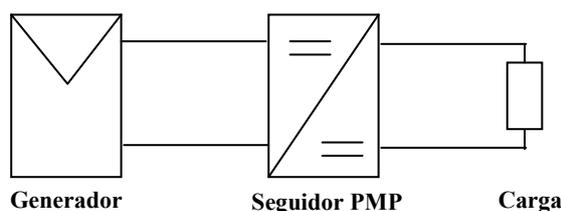


figura I-XVII: Esquema general de la situación del seguidor dentro del sistema fotovoltaico

En la práctica, la penetración en el mercado de los seguidores del punto de máxima potencia no es muy amplia. No es un elemento imprescindible para el sistema, sino que realiza una labor de optimización del funcionamiento. En los casos en los que sí se incluye, es común asociar esta función de seguidor a alguno de los equipos habituales de los sistemas fotovoltaicos, como el regulador o el inversor.

A la hora de decidir la inclusión o no de este equipo en el diseño de una instalación fotovoltaica deben tenerse en cuenta varios factores importantes:

Aprovechamiento energético

La inclusión de un seguidor del punto de máxima potencia incrementa la energía generada al lograr un mayor aprovechamiento del generador fotovoltaico. Sin embargo, el propio seguidor presenta pérdidas de conversión y circulación de corriente por su interior. Un primer factor de decisión debe ser que el incremento de energía generada por los módulos al introducir el seguidor en el sistema, sea superior a las pérdidas sufridas en el propio seguidor. Debe haber un balance energético neto positivo, teniendo en cuenta las condiciones de operación variables que experimenta el sistema durante su vida. En este sentido, valores de temperatura ambiente constantes durante todo el año (en horas de sol) permiten un acoplamiento correcto sin necesidad de incluir un

seguidor; por el contrario, si estas temperaturas varían de forma apreciable, las ventajas del seguidor aumentan, ya que habrá períodos en los que el generador se encuentre alejado de las mejores condiciones de operación por las propias limitaciones de su diseño.

En los sistemas con batería, el aprovechamiento es mucho mayor para bajos estados de carga (tensión baja) que en carga elevada (tensión alta). Por tanto, si las previsiones de la batería corresponden a una operación prolongada en carga elevada no es aconsejable incluir un seguidor. Sin embargo, es precisamente cuando la batería está en estados de carga inferiores cuando más necesario resulta el aprovechamiento de toda la energía generada.

En la siguiente tabla, incluida en la información técnica suministrada por un fabricante se muestra el posible incremento de potencia generada para varias condiciones de temperatura y estado de carga de batería:

<i>Estado de batería</i>	<i>Temperatura ambiente</i>	<i>Incremento de potencia</i>
Totalmente descargada (10,9V)	2°C	38%
Bastante descargada (11,8V)	7°C	18%
Bastante cargada (13,8V)	18°C	10%
Bastante cargada (13,8V)	24°C	0%

Tabla : Incremento de potencia generada asociada a la inclusión de un seguidor del punto de máxima potencia en diferentes condiciones de operación. Fuente: Catálogo Solar Boost 2000, RV Power Products, 2000.

Puesto que la única función del seguidor es la optimización del sistema, estos equipos deber tener eficiencias muy elevadas; en caso contrario su inclusión no está justificada. Se encuentran en el mercado equipos con eficiencias superiores al 95% e incluso cercanas al 98%.

Coste

Un mejor aprovechamiento del generador fotovoltaico permite reducir la superficie total a instalar, respecto a un sistema sin seguidor. Esto supone un ahorro económico en módulos que debe ser mayor que el coste adicional derivado de la inclusión del convertidor DC/DC, teniendo en cuenta no sólo su coste inicial, sino su mantenimiento y posteriores reposiciones en caso de fallo. Sin embargo, la estimación del ahorro en módulos asociado a la presencia del seguidor es difícil de estimar en la fase de diseño, ya que las posteriores condiciones de operación presentan un alto grado de incertidumbre.

Fiabilidad y mantenimiento

Relacionado en parte con el punto anterior, la inclusión de un equipo adicional en el sistema añade un cierto riesgo de fallo que debe ser contemplado. Es fundamental que el seguidor tenga una fiabilidad muy elevada en operación normal y ante situaciones accidentales, ya que una avería, además de anular su posible beneficio y de incrementar el coste total, dejaría sin suministro eléctrico a los usuarios. Es importante tener en cuenta también que, puesto que no es un equipo muy utilizado, el mantenimiento y la adquisición de repuestos puede resultar más complicada y costosa que para equipos más extendidos.

2.1.2 Aplicaciones

Los seguidores del punto de máxima potencia se pueden instalar en cualquier sistema fotovoltaico, tanto autónomo como conectado a la red. Sin embargo, presentan ciertas diferencias en su operación y aprovechamiento dependiendo del tipo y tamaño de la aplicación.

Sistemas con batería

En los sistemas fotovoltaicos aislados con batería, la inclusión de un convertidor DC/DC sólo puede llegar a ser ventajosa para instalaciones de potencias grandes. Se recomienda no incorporarlo para potencias inferiores a 3kWp. Como ya se ha explicado, los beneficios del seguidor no son de igual magnitud para cualquier condición operativa, sino que dependen del estado de carga de la batería y de la temperatura. Cuando la batería alcanza niveles de carga elevados el punto de trabajo del generador se encuentra próximo al de máxima potencia, por el propio diseño de la instalación, para, a continuación, producirse la regulación de corriente de generación y evitar la sobrecarga; de esta forma, hay períodos en los que el generador no está produciendo por efecto de dicha regulación y, por tanto, el seguidor no será útil.

En general, en los sistemas con batería que incluyen un seguidor, este se encuentra incluido en el propio regulador de carga. Un equipo único para realizar las dos funciones permite una mayor simplicidad en la instalación y una reducción del coste; sin embargo, presenta riesgos de fiabilidad, puesto que un fallo inutiliza ambas funciones, regulación y seguimiento.

Si el sistema incluye un inversor DC/AC, es habitual que el seguidor, en caso de existir, se incluya como una de las fases de la transformación del acondicionamiento de potencia. Existen equipos que incluyen las tres funciones, regulación, seguimiento e inversión en uno, si bien pueden presentar los problemas de fiabilidad antes mencionados.

Sistemas con conexión directa a las cargas

En los sistemas sin batería, en los que el generador fotovoltaico se conecta directamente a las cargas (conexión a red, bombeo fotovoltaico,...), el umbral de potencia a partir del cual un seguidor puede ser ventajoso es menor que en el caso anterior. Se recomienda considerar su inclusión en sistemas superiores a 1kWp. En este caso no aparecen las limitaciones asociadas a un elevado estado de carga de batería con incremento de la tensión de trabajo y activación del regulador. En sistemas sin batería la generación de corriente puede ser máxima en cualquier condición y el aprovechamiento del seguidor es mayor; esto redundará en un ahorro en módulos y, por tanto, en un posible beneficio económico final.

2.1.3 Funcionamiento

Existen diversas configuraciones típicas de convertidores DC/DC: reductor de tensión, elevador de tensión, inversor de polaridad, etc. En sistemas fotovoltaicos, por las propias características eléctricas del generador, reflejadas en su curva I-V, el tipo de convertidor más empleado como seguidor debe incluir las funciones de reducción y de elevación de tensión. Su configuración básica se esquematiza en la figura I-XVIII, con la disposición de la inductancia L, condensadores C y diodo D.

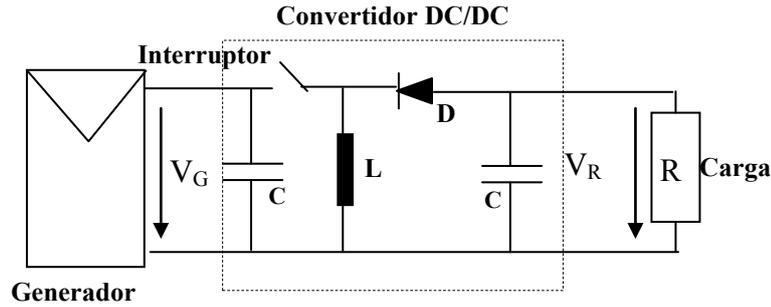


figura I-XVIII: Esquema básico del convertidor DC/DC ideal dentro del sistema fotovoltaico

Para describir con más detalle el funcionamiento del seguidor tomamos como ejemplo un sistema directamente conectado a las cargas, representadas por una resistencia R. En primer lugar se analiza la función de seguimiento, suponiendo que se trata de un convertidor ideal, sin pérdidas. Tampoco se consideran las pérdidas en el cableado intermedio.

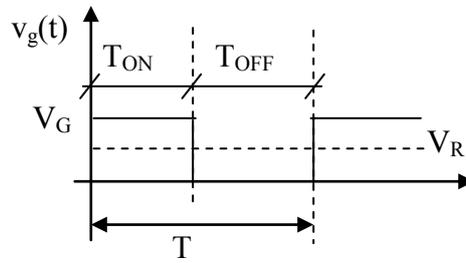


figura I-XIX Funcionamiento del convertidor DC/DC ideal

Mediante el control de los tiempos de apertura (figura I-XIX), T_{OFF} , y cierre, T_{ON} , del interruptor es posible regular las tensiones de entrada y salida del convertidor:

$$V_R = V_G \cdot \frac{T_{ON}}{T}$$

$$\frac{V_R}{V_G} = \frac{I_G}{I_R} = \frac{T_{ON}}{T}$$

Para ajustar la tensión de generador V_G lo más posible a la del punto de máxima potencia, V_{PMP} existen diversos métodos, de diferente complejidad. Se mencionan aquí varios de ellos:

El primero de ellos consiste en medir de forma continua la tensión del generador y compararla con un valor de referencia representativo del punto de máxima potencia. Este valor de referencia puede estar definido por *software* o bien por *hardware*. Actuando sobre los tiempos del interruptor se modifica el punto de trabajo para acercarlo a dicho punto de referencia. En este método la dificultad consiste en establecer cuál es la tensión de referencia a emplear en la comparación. Aquí cabe mencionar diferentes posibilidades, crecientes en precisión pero también en complejidad:

- *Tensión de referencia constante:* La tensión de referencia se selecciona mediante una estimación previa sobre el punto de máxima potencia del sistema para unas condiciones de operación medias. Con este método, sin embargo, no se tiene en cuenta la variabilidad de las condiciones de operación: temperatura ambiente y radiación, que determinan la temperatura de célula. Es una aproximación que, en la práctica, salvo condiciones ambientales y operativas muy estables, descarta la sustitución de una parte de los módulos por un seguidor con este diseño, por su escasa precisión, su discutible beneficio económico y su influencia sobre la fiabilidad del conjunto.
- *Tensión de referencia proporcional a la tensión de circuito abierto del módulo:* Al estimar la tensión de referencia como una fracción de la tensión de circuito abierto del módulo sí se considera su variación con las condiciones externas. La tensión de circuito abierto se puede medir en el propio generador, pasando por situación de circuito abierto periódicamente, si bien esto implica pérdidas por no-utilización. Otra opción consiste en situar un módulo o célula calibrada, independiente del generador pero de igual tecnología, sobre el que se mide la tensión en abierto. Para generadores grandes, con un número elevado de módulos es posible emplear un módulo adicional.

El método más extendido, y más preciso, consiste en perturbar el sistema variando el punto de trabajo del generador y comprobar si la perturbación ha supuesto un aumento de potencia o no respecto al punto inicial (*Perturbation and Observation, P&O*). En caso afirmativo, el generador se sitúa en el nuevo punto actuando sobre la entrada de control del seguidor (tiempos de interrupción), para volver a realizar el muestreo en el mismo sentido hasta alcanzar un nuevo punto máximo, como se muestra en la figura I-XX.

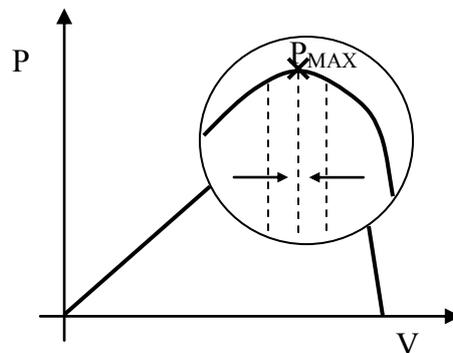


figura I-XX: Perturbación alrededor del punto de máxima potencia

De la rapidez de muestreo y respuesta depende la calidad del seguimiento del punto de máxima potencia, que se puede representar por una eficiencia de seguimiento, η_s . Es la relación entre la potencia (o energía) realmente generada respecto a la potencia (o energía) que se mediría a la salida del generador en caso de trabajar siempre en el punto de máxima potencia:

$$\eta_s(P) = \frac{P}{P_{MÁX}}$$

$$\eta_s(E) = \frac{E}{E_{MÁX}} = \frac{\int P(t)dt}{\int P_{MÁX}(t)dt}$$

Sin embargo, el dato realmente importante no es tanto la energía generada como tal, sino la energía útil que se suministra finalmente a las cargas. Hasta ahora se ha supuesto un convertidor ideal sin pérdidas, sin embargo, es fundamental considerar su operación real. La eficiencia del propio convertidor es uno de los factores clave en la decisión de incluir un seguidor en una instalación fotovoltaica. Las pérdidas que determinan la eficiencia del equipo se producen en diversos puntos:

- Inductancia o bobina
- Condensador
- Dispositivo semiconductor de interrupción, con pérdidas en conducción y en cambios de estado
- Pistas

La potencia de salida de un seguidor con eficiencia η_C es:

$$P_s = \eta_C \cdot P_e$$

La potencia de entrada del seguidor, P_e , no es tampoco igual a la potencia generada, ya que se producen pérdidas en el cableado o en otros equipos intermedios. Igualmente, la potencia de salida del convertidor, P_s , sufre ciertas pérdidas hasta alcanzar su valor final a la entrada de los equipos de consumo.

2.1.4 Requisitos básicos

Como resumen de lo descrito en apartados anteriores, los convertidores DC/DC para el seguimiento del punto de máxima potencia de generadores fotovoltaicos deben cumplir una serie de requisitos básicos. Al no ser un equipo imprescindible para la operación del sistema, sino que su función es la optimización del generador, el no cumplimiento de unos mínimos debe descartar su inclusión en favor de un mayor tamaño de generador.

Los aspectos fundamentales que deben valorarse en todo convertidor DC/DC para instalaciones fotovoltaicas son:

- Precisión máxima en el seguimiento del punto de máxima potencia
- Eficiencia elevada.
- Fiabilidad alta en operación normal
- Protecciones ante situaciones accidentales

Además de estos requisitos, el coste total, suma del coste inicial y del derivado de su mantenimiento y posibles repuestos, debe ser siempre inferior al coste adicional en módulos fotovoltaicos necesarios en un sistema sin seguidor.