

Master en Energías Renovables y Mercado
Energético
Energía Solar Fotovoltaica
Escuela de Organización Industrial

Tema:

**Dimensionado de Sistemas
Fotovoltaicos autónomos**

Miguel Alonso Abella

CIEMAT

Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas

Departamento de Energías Renovables

Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica (PVLabDER - **CIEMAT**)

Avda. Complutense, 22 - MADRID 28040

Tel: 91-3466492 Fax: 91-3466037

miguel.alonso@ciemat.es

Contenido

DIMENSIONADO	3
1. INTRODUCCIÓN	3
2 RADIACIÓN SOLAR PARA DIMENSIONADO	3
3. DIMENSIONADO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS	8
4. DIMENSIONADO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.

ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

DIMENSIONADO

1. Introducción

En este capítulo se hablará del dimensionado de instalaciones fotovoltaicas. Se han realizado tres apartados:

- Dimensionado de sistemas fotovoltaicos con baterías
- Dimensionado de sistemas de bombeo de agua con energía solar fotovoltaica
- Dimensionado de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica

Para la comprensión de este capítulo es necesario haber asimilado los temas anteriores sobre los distintos elementos que forman parte de un sistema fotovoltaico y sus aplicaciones. También es importante disponer de un conocimiento avanzado de la radiación solar ya que es el recurso disponible que determina en gran parte el dimensionado de los distintos tipos de sistemas fotovoltaicos. En cualquier caso, tras un método de dimensionado como cualquiera de los descritos en este texto, sería recomendable acudir a un programa de simulación (de los numerosos disponibles en el mercado) para verificar el funcionamiento del sistema.

2 RADIACIÓN SOLAR PARA DIMENSIONADO

Una medida de la energía procedente del Sol que se recibe fuera de la atmósfera terrestre sobre la unidad de superficie perpendicular a la dirección de los rayos solares se denomina constante solar $B_0=1367 \text{ W/m}^2$. No obstante este valor se ve ligeramente afectado por el movimiento de la tierra en torno al sol, así como por el efecto de la atmósfera terrestre. Para especificar la radiación solar incidente en la superficie de la Tierra se definen los siguientes conceptos:

Irradiancia- Es la densidad de potencia incidente por unidad de superficie, medida en W/m^2 . La irradiancia máxima del sol en la superficie de la tierra es aproximadamente del orden de 1000 W/m^2 . La irradiancia varía diariamente por efecto de la rotación de la tierra alcanzando su valor máximo en días despejados a mediodía solar. También varía estacionalmente.

Irradiación- Es la energía incidente por unidad de superficie en un determinado período de tiempo y se mide en kWh/m^2 . (aunque la irradiancia y la Irradiación son magnitudes físicas distintas, coinciden numéricamente cuando la unidad de tiempo es la hora). Es habitual medir la irradiación sobre un plano horizontal (por motivos de convenio internacional). Su valor anual varía en función de la latitud del lugar, groseramente desde los 800 kWh/m^2 en Escandinavia hasta los 2500 kWh/m^2 en algunas zonas desérticas. La variación estacional (de Enero a Diciembre) puede variar entre un 25% para latitudes cercanas al ecuador hasta un factor 10 en lugares con latitudes elevadas (hacia el Norte o Sur del ecuador).

Radiación directa- Es la radiación proveniente directamente del disco solar.

Radiación difusa- Corresponde a la radiación solar dispersada por los diferentes componentes de la atmósfera.

Radiación reflejada- Es la radiación reflejada por el suelo (albedo).

Radiación Global- Es el resultado de la suma de todas ellas (cuando la medida de la radiación se realiza sobre una superficie horizontal no se tiene en cuenta la reflejada, en este caso a la suma de la directa y la difusa se la denomina Radiación global).

Habitualmente la radiación directa se suele representar mediante la letra B (o I), la Difusa mediante la letra D , la reflejada por la letra R y la global por la letra G . $G=B+D+R$

2.1. RADIACIÓN SOLAR SOBRE SUPERFICIES INCLINADAS.

La inclinación de una superficie permite aumentar la captación de energía solar. Mediante una superficie que esté continuamente apuntada al sol, con seguimiento solar, se maximiza en todo momento la energía colectada. No obstante en módulos FV planos es habitual utilizar una estructura fija que es necesario orientar adecuadamente.

La orientación del generador FV viene definida por dos ángulos, uno acimutal, α , o ángulo de la normal a la superficie respecto del ecuador del observador y por un ángulo de inclinación, β , de la superficie respecto de la horizontal.

La orientación (**acimut**) óptima coincide con el ecuador del observador, $\alpha=0$, (hacia el Sur en el hemisferio Norte y hacia el Norte en el hemisferio Sur) y es la orientación en la que se aprovecha de modo más completo a lo largo del año la radiación del sol.

La energía que procedente del sol llega a la superficie de un generador FV depende básicamente del ángulo de inclinación que forma con la horizontal. En sistemas autónomos el ángulo óptimo de inclinación depende de los perfiles de consumo de la instalación, mientras que en sistemas conectados a red hay un ángulo óptimo de inclinación que maximiza la captación energética anual.

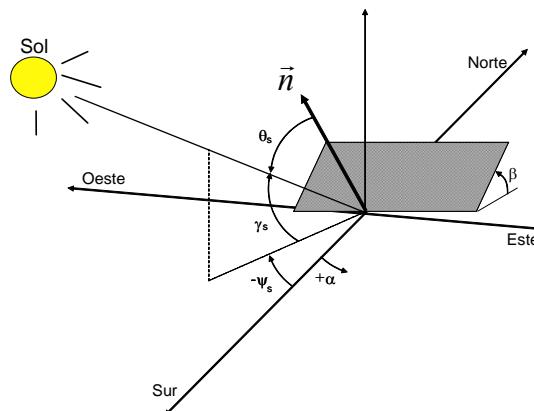


Figura 3.1. Posición del sol relativa a una superficie captadora inclinada un ángulo β respecto de la horizontal y orientada un ángulo α respecto del ecuador del observador (hemisferio Norte).

Suele fijarse una inclinación que maximice el ajuste entre la captación y la demanda de energía (consumo). Este criterio se traduce para sistemas FV autónomos en:

- Para instalaciones con consumos constantes o similares a lo largo del año, es preferible optimizar la instalación para captar máxima radiación durante los meses invernales. Se utilizan inclinaciones iguales al valor absoluto de la latitud del lugar (ángulo ϕ) incrementado en 10° ($\beta = |\phi| + 10^\circ$).
- Para instalaciones con consumos inferiores en invierno puede utilizarse como inclinación el valor de la latitud del lugar. Se optimiza, así, para los meses de primavera y otoño ($\beta = |\phi|$).
- Para instalaciones que sólo se usen en verano (por ejemplo riego) conviene emplear un ángulo igual a la latitud en valor absoluto menos 10° ($\beta = |\phi| - 10^\circ$).

En cualquier caso, se recomienda que la inclinación del panel nunca sea menor que 15° .

En el caso de instalaciones fotovoltaicas en las que interese maximizar la generación energética anual, como el caso de sistemas conectados a la red, el ángulo de inclinación óptimo coincide aproximadamente con la latitud del lugar.

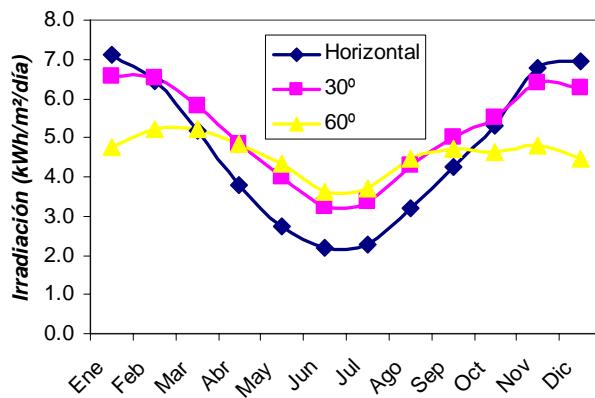


Figura 3.2. Variación de la radiación media mensual a lo largo de un día en función de la inclinación de la superficie receptora para un día de invierno (datos para Buenos Aires).

Es necesario disponer de valores de radiación solar para las distintas localidades, en general correspondientes a series históricas de datos medidos sobre superficie horizontal, por ejemplo, radiación global horizontal, indicado como $G(0)$.

Para obtener la radiación sobre superficies inclinadas y arbitrariamente orientadas, existen una serie de métodos y modelos bien desarrollados (véase bibliografía recomendada). Los modelos son diferentes en función si los datos sobre superficie horizontal son datos horarios, datos integrados diarios, o datos de medias mensuales.

No hay un procedimiento para obtener directamente la radiación sobre superficies inclinadas a partir de la horizontal. Se requieren una serie de pasos.

El proceso consiste en primer lugar en realizar una descomposición de la radiación horizontal $G(0)$ en sus componentes directa, $B(0)$, y difusa, $D(0)$, sobre superficie horizontal.

A continuación, por geometría se puede calcular la componente directa sobre superficie inclinada, $B(\alpha,\beta)$, a partir de la horizontal

La radiación difusa inclinada, $D(\alpha,\beta)$, se puede estimar a partir de la horizontal mediante modelos.

La radiación reflejada, $R(\alpha,\beta)$, se estima como proporcional a la difusa horizontal corregida con el ángulo de visión de la superficie, determinado por su inclinación, β .

Finalmente se procede a la suma de cada una de las componentes para obtener la radiación global,

$$G(\alpha,\beta) = B(\alpha,\beta) + D(\alpha,\beta) + R(\alpha,\beta)$$

Las expresiones detalladas de los distintos modelos disponibles están fuera del alcance de este texto y se remite al lector a los capítulos de cálculo de la radiación solar o a la bibliografía recomendada.

Irradiación Wh/m ² /día														
Población	Latitud	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Media
Alicante	38,36	2481	3258	4803	5633	6439	7276	7330	6345	5359	4047	2952	2199	4844
Albacete	38,93	2367	3350	5050	5840	6497	7461	7535	6734	5690	3805	2737	1972	4920
Almería	36,85	2766	3596	5092	5747	6597	7250	7078	6476	5514	4155	3002	2495	4981
Arenosillo	37,1	2748	3539	5149	6057	7192	7467	7655	6797	5663	4119	2986	2273	5137
Aznalcázar	37,08	2237	2630	4310	5013	5916	6543	6600	5976	4940	3456	2622	1678	4327
Barcelona	41,42	1612	2475	3661	4436	4766	6102	5752	4877	3854	2818	2249	1399	3667
Badajoz	38,88	2258	2879	4433	5392	6485	7080	7435	6521	5062	3528	2625	1798	4625
Bilbao	43,3	1174	1779	2807	3658	4049	5012	4873	4312	3833	2373	1574	1070	3043

Irradiación Wh/m ² /día														
Población	Latitud	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Media
Burgos	42,37	1617	2346	3819	4638	5580	6573	6540	5921	4771	2891	2117	1265	4007
Cádiz	36,51	2728	3462	5117	5694	6606	7153	7404	6590	5720	4323	3061	2266	5010
Cambrils	41,41	2142	2782	4123	5212	5323	6930	7013	5925	5068	3772	1958	1940	4349
Ceuta	35,91	2517	3646	5425	6090	6982	7621	7576	6862	5351	4018	3180	2339	5134
Cofrentes	39,2	2172	2836	4168	5031	5887	6346	6528	5681	4737	3434	2489	1970	4273
Córdoba	37,85	2490	2953	4769	4858	6392	6898	7183	6188	5269	3829	2491	1986	4609
Cabo Cope	37,46	2597	3416	5161	6298	7078	7480	7246	6390	5380	4114	3163	2464	5066
Ciudad Real	37,98	2223	2814	4685	5343	6209	6539	6885	6292	5177	3590	2643	1871	4523
Castellón	39,95	2149	2793	4287	5140	6160	6744	6749	5717	4682	3555	2405	2081	4372
Cuenca	40,06	2449	2753	4399	4600	5476	6281	7061	5803	5287	3777	1931	1721	4295
Fuerteventura	28,45	2285	4151	4388	5473	5360	5746	5764	5262	4949	4256	3507	2797	4495
Gran Canaria	27,93	3425	4186	4908	5449	6386	6926	7189	6597	5525	4373	3668	3187	5152
Goriz	42,66	2691	3427	4886	5821	5756	6169	6270	5115	4914	3500	2518	2088	4430
Granada	37,18	2579	3342	4726	5139	6374	7157	7292	6484	5466	4006	2836	2192	4799
Izaña	28,3	3994	5068	6551	7662	8857	9163	8771	8411	7078	5922	4767	4091	6695
Jaca	42,56	2018	2745	4670	5966	6422	7420	7311	6291	4898	3365	3013	1168	4607
León	42,58	1878	2420	3868	4532	5204	6201	6534	5713	4606	2892	1968	1373	3932
Lúbia	41,6	1851	2738	4006	5170	5452	6685	6958	6256	5218	3409	2279	1689	4309
Lérida	41,62	1626	2515	3956	4793	5476	6003	5959	5336	4375	3245	1876	1304	3872
Lemoniz	46,43	1369	1866	3163	4115	4830	5393	6069	5131	4074	2805	1920	1344	3507
Logroño	42,65	1667	2496	4087	4876	5711	6771	7016	6098	4866	3048	2032	1427	4175
Las Palmas	28,61	3256	4213	4788	5273	5530	5663	6461	6105	5228	4245	3510	3196	4789
Lugo	43,25	1592	2343	3674	4870	5089	6365	6378	5720	4638	2938	1894	1251	3896
Lanzarote	28,95	3170	4070	4837	5562	5977	6223	6347	5778	4902	4194	3402	3027	4791
Madrid	40,45	1986	2876	4262	5439	6528	7251	7648	6700	5285	3581	2393	1839	4649
Málaga	36,66	2366	3281	4731	5288	6672	7204	7164	6295	5138	3727	2784	2088	4728
Melilla	35,28	2819	3554	5018	5715	6609	6987	7042	6163	5162	4123	3103	2610	4909
Menorca	39,88	2184	2879	4281	5039	6025	6708	6751	5903	4693	3422	2536	1945	4364
Molina de Aragón	40,85	2419	3233	4887	5562	5985	7243	7709	6346	5789	4238	1966	1980	4780
Murcia	37,98	2315	3169	4662	5384	6339	7222	7361	6142	5022	3676	2731	2104	4677
Oviedo	43,35	1385	2038	3062	4040	4121	4743	4558	4071	3571	2374	1624	1205	3066
Pamplona	42,77	1456	2206	3336	4295	4627	5581	5756	4857	4331	2727	1722	1191	3507
P. de Mallorca	39,55	1991	2619	4203	4904	6013	6721	6682	5856	4568	3312	2360	1774	4250
Santander	43,47	1278	1946	2890	3855	4501	5075	5174	4439	3770	2396	1586	1097	3167
Salamanca	40,95	1867	2770	4143	4920	5644	6528	6872	6096	4887	3340	2200	1555	4235
Santiago	42,88	1489	1634	3131	4333	4837	5640	5598	5185	3642	2778	1619	1113	3417
Sevilla	37,41	2495	3144	4704	5447	6892	7589	7489	6639	5264	3919	2942	2150	4890
San Sebastián	43,31	1676	1879	2888	4361	4406	4237	4324	3541	3716	1958	1534	824	2945
Toledo	39,55	2204	2718	4071	4864	5679	6627	7079	6014	5055	3586	2238	1791	4327
Tortosa	40,81	2034	2552	3992	4783	5810	6660	6679	5551	4467	3454	2236	1913	4178
Valencia	39,48	2236	3024	4470	5454	5998	6805	6890	6047	5024	3600	2755	1877	4515

Irradiación Wh/m ² /día														
Población	Latitud	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Media
Valladolid	41,72	1910	2373	3725	4341	5328	5993	6434	5779	4450	2910	2083	1109	3870
Vandellos	40,95	2073	2816	4283	5290	5896	6643	6772	5844	4798	4456	2381	1648	4408
Vigo	42,23	1523	2058	3267	4448	4791	5932	5954	5665	4403	2789	1835	1216	3657
Zaragoza	41,67	1850	2579	4067	5385	6159	7160	7298	6345	5174	3593	2192	1507	4442

Tabla 1. Radiación global diaria sobre superficie horizontal para cada mes del año en diferentes localidades españolas. Aplicando modelos se puede obtener la radiación sobre superficies inclinadas.

2.2. SEGUIMIENTO SOLAR

La utilización de seguimiento, esto es, mover las superficies receptoras para maximizar la energía solar recibida a lo largo de un período de tiempo se debe al intento de disminuir el coste de la energía producida. Esto es posible gracias al abaratamiento cada vez mayor de los elementos mecánicos y electrónicos que entran a formar parte del sistema de seguimiento, así como a la construcción de sistemas relativamente sencillos cuyo mantenimiento es mínimo.

	Madrid $\phi = 40,45$ Irradiación (Wh/m ² /día)						2 ejes
	G(0)	G($\beta=35^\circ$)	Eje Este-Oeste horizontal	Eje Norte-Sur horizontal	Eje Polar ($\beta=\phi$)	Eje Azimutal ($\beta=40^\circ$)	
Enero	1984	3308	3660	2774	3906	3749	4135
Febrero	2641	3828	4019	3426	4453	4329	4586
Marzo	4331	5675	5765	6210	7163	6969	7379
Abril	5404	6033	6141	7252	7639	7694	7971
Mayo	6509	6462	6926	8539	8268	8648	8937
Junio	7335	6894	7710	9706	9054	9695	10083
Julio	7497	7293	7926	9847	9327	9960	10301
Agosto	6543	7034	7246	8713	8839	9139	9438
Septiembre	5246	6441	6478	7120	7868	7910	8213
Octubre	3285	4552	4696	4548	5535	5367	5695
Noviembre	2226	3633	3987	3147	4318	4153	4565
Diciembre	1763	3106	3530	2643	3754	3560	4021
Media año	4564	5355	5674	6160	6677	6764	7110
Ganancia(%)	17,34%	24,32%	34,99%	46,31%	48,22%	55,80%	

Tabla 2. Ejemplo de estimación de radiación solar sobre superficies fijas y en seguimiento solar, ganancias respecto de la horizontal.

Puede encontrar más información sobre radiación solar en:

http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/	http://solar.ujaen.es/cursolar.HTM
http://rredc.nrel.gov/solar/	http://energy.caeds.eng.uml.edu/
http://www.helioclim.net/	http://sky.net.co/energia/

Lecturas recomendadas:

- M. Iqbal. "An Introduction to solar Radiation". Academic Press, New York, 1983
- J.A. Duffie and W.A. Beckman. "Solar engineering of thermal processes". Wiley, New York, 1980 (o posterior)
- E. Lorenzo. "Métodos de cálculo de la radiación solar". ETS Ingenieros de Telecomunicación. UPM, 1990

Programas de estimación de la radiación solar recomendados:

<http://www.meteotest.ch/>

<http://www.pvsyst.com>

3. DIMENSIONADO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS

El propósito del dimensionado del sistema FV es el cálculo de los elementos del sistema (básicamente potencia del generador FV, capacidad de la batería y cableado) para suministrar de modo fiable un determinado consumo eléctrico. Ello involucra el balance entre dos objetivos, normalmente opuestos, máxima fiabilidad y mínimo coste.

El correcto dimensionado de un sistema FV autónomo implica una armonía entre los tamaños del generador FV y batería de acumulación. Por un lado cuanta más potencia de generador y más capacidad de batería se instalen para satisfacer un mismo consumo, se obtendrá un sistema con menor probabilidad de fallo, pero también aumentará su coste. Por otro lado existen múltiples combinaciones entre potencia de generador y capacidad de batería que conducen a una misma probabilidad de fallo (así p.e. un sistema con una potencia muy elevada de generador FV necesita muy poca batería y viceversa). Además del óptimo económico de inversión inicial, es necesario tener en cuenta que un sistema con mucha potencia de generador FV en relación con la capacidad de la batería conduce un desperdicio energético por encontrarse la batería completamente cargada. En el caso de un sistema con excesiva capacidad de batería en relación con la potencia del generador FV, se tendrán problemas para conseguir cargar la batería completamente, con los consecuentes efectos de degradación y reducción de su tiempo de vida.

El dimensionado de los sistemas FV ha sido objeto de amplios y numerosos estudios teóricos, dando como resultado desde métodos simples hasta complejos modelos matemáticos, que se pueden encontrar en la literatura.

Básicamente se pueden encontrar dos metodologías:

- **Probabilidad de pérdida de carga LLP**, basado en el concepto de “*Loss of Load Probability*” LLP o probabilidad de pérdida de carga, indicador de que el sistema falle o no sea capaz de suministrar el consumo requerido. Por ejemplo una LLP del 1% indicaría que a largo término la disponibilidad del sistema para el consumo de diseño sería del 99%. Es un método basado en cálculos con ordenador. Se especifica el consumo de diseño, incluyendo los rendimientos del regulador de carga, de carga de la batería, y del inversor. Se trata de utilizar los modelos de los distintos componentes (radiación solar, generador, batería, regulador...) para determinar cuanta energía de generador es necesaria para suministrar el consumo de diseño con una determinada fiabilidad o probabilidad de fallo. Esto depende del tamaño del generador y de la batería y de la radiación solar disponible. La LLP depende pues del tratamiento estadístico de los datos de radiación solar. Una vez que se obtienen diferentes combinaciones de batería/generador FV, se ha de proceder a calcular los costes de los sistemas para la determinación de la configuración óptima. Existen programas comercialmente disponibles para realizar este tipo de dimensionado.
- **“Amperios-hora”**. Estos métodos se basan en el cálculo del consumo diario en amperios-hora, teniendo en cuenta las pérdidas entre la batería y las cargas y el rendimiento de carga de la batería. La batería se dimensiona teniendo en cuenta el “número de días de autonomía”, entendido como aquel número de días durante los cuales la batería puede satisfacer el consumo de una determinada instalación sin generación FV (con radiación solar nula). Para dimensionar el generador FV y obtener su orientación óptima son necesarios los datos de irradiación del lugar de la instalación. En el caso más normal se supone un consumo constante durante todo el año, en cuyo caso se necesitan los valores diarios medios mensuales en el plano del generador para el peor mes del año y el ángulo óptimo de inclinación.

Mientras que éste último método se puede realizar con cálculos simples “a mano”, el primero requiere cálculos mediante ordenador.

Sea cual sea el método está basado en simples principios:

- Se dimensiona para que la producción del generador fotovoltaico sea igual al consumo (en valores promedio).
- Se dimensiona para que la batería pueda abastecer el consumo cuando no hay sol durante un determinado número de días consecutivos.

Los pasos fundamentales en el proceso de dimensionado son:

- Determinación de los consumos.
- Cálculo de la radiación solar disponible sobre superficies en diferentes orientaciones (acimut, α , o ángulo que mide la desviación respecto del sur, y la inclinación, β , o ángulo formado por la superficie de los módulos y el plano horizontal).
- Cálculo de la capacidad de batería.
- Cálculo de la potencia necesaria del generador FV.
- Selección del regulador de carga
- Selección del inversor, si se utiliza.
- Dimensionado del cableado

Existen numerosos procedimientos para realizar el dimensionado de una instalación fotovoltaica autónoma. Presentaremos aquí un método simplificado. En este método¹ se utilizan valores medios mensuales diarios de radiación global y de la carga. En este caso se considerarán sólo los valores correspondientes al mes más desfavorable (“mes peor”) en la relación carga/radiación.

Consideraciones previas

Previamente al procedimiento es necesario definir una serie de parámetros que el usuario debe determinar. Estos son:

- N , el **número máximo de días de autonomía** previstos para la instalación en función de las características climatológicas de la zona y de la aplicación o uso final de la instalación. A la hora de establecer N , es necesario considerar también las limitaciones económicas, ya que a mayor sea N , mayor será la inversión. En general N se determina a partir de la experiencia.

Invierno	Instalación doméstica	Instalación crítica
muy nubosos	5	10
variables	4	8
soleados	3	6

Tabla 3. Estimación del número de días de autonomía, N , en función del tipo de instalación²

- V_N , la **tensión nominal de la instalación**. La tensión (voltaje) nominal del sistema es normalmente la necesaria para las cargas más elevadas. Si predominan cargas AC, debe elegirse una tensión DC que sea compatible con la entrada del inversor. Si las demandas de potencia más elevadas son para el consumo de aparatos DC, debe elegirse el valor de la tensión de la carga mayor. Es necesario tener en cuenta que la determinación del voltaje también determina la corriente del sistema, que es necesario mantener en unos niveles aceptables. Normalmente la corriente de cada circuito debe limitarse a 20 A, con un total de 100 A. El rendimiento de los inversores es mejor a tensiones más altas, como 48 y 120 V. La selección del inversor es importante e influye tanto en el coste como en el funcionamiento y la fiabilidad del sistema.

En general se recomiendan tensiones de 12 V para potencias menores de 1,5 kW, 24 o 48 V para potencias entre 1,5 y 5 kW y 48 o 120 V para potencias mayores de 5 kW.

- DOD, **Profundidad máxima de descarga permisible para la batería**. Es el porcentaje de la capacidad de la batería que puede ser descargado sin causar daños o una limitación de la vida útil de la batería. Por ejemplo, una DOD del 70% indica que la batería se puede descargar un 70% antes de que el regulador de carga corte el consumo. Es necesario considerar que hay una dependencia inversa de la vida útil de la batería con la DOD.

Estimación de los consumos

Se trata de obtener el consumo medio diario, en amperios·hora por día, en la batería. Si este no es constante durante todo el año, se ha de calcular para cada mes.

Para determinar los consumos es necesario confeccionar un listado de los diversos aparatos conectados al sistema, el número de horas de uso diario y el voltaje nominal de operación de cada uno. En principio la determinación del consumo resulta claro y directo: únicamente se necesita calcular el consumo de energía de todos los dispositivos que se incluirán en el sistema fotovoltaico. En la práctica, sin embargo, la demanda de energía resulta incierta porque a menudo se desconoce el periodo de tiempo en que funcionará cada aparato.

Tipo	Potencia (W)	Tiempo diario de funcionamiento típico (horas/día)
Lámpara Fluorescente	40	4
Compacta Fluorescente	15	5
Frigorífico	70	- (800 Wh/día)
TV	80	3
Stereo	20	3
Ordenador	120	3
Aspiradora	1000	0.07
Lavadora (en frio)	300	0.32
Taladro	600	0.07
Plancha	1200	0.14

Tabla 4. Estimación de consumos para algunas cargas típicas.

La energía diaria teórica requerida (carga diaria) se calcula sumando el producto entre la potencia de cada aparato o elemento de consumo por el tiempo medio diario de funcionamiento de cada uno. Normalmente es suficiente con determinar el valor medio mensual del consumo diario, lo que equivale a suponer un valor de la carga diaria en *Wh* para cada mes. Se suelen separar los consumos en corriente continua de los consumos en corriente alterna, pues están afectados de factores de pérdidas distintos.

La energía real necesaria, *L*, se calcula teniendo en cuenta las eficiencias de los distintos subsistemas y las pérdidas. De este modo:

$$L = \frac{L_{cc}}{\eta_g} + \frac{L_{ca}}{\eta_g \eta_{inv}} \quad (3.1)$$

donde:

L_{cc} : carga diaria en corriente continua.

L_{ca} : carga diaria en corriente alterna.

η_g : eficiencia carga descarga de la batería.

η_{inv} : eficiencia media diaria del inversor del inversor.

Estimación de la capacidad de la batería

La capacidad de la batería se calcula en función del número de días de autonomía (parámetro de diseño), *N*, y del consumo medio diario, *L*, de acuerdo con la expresión:

$$CB^* = \frac{L^* N}{DOD} \eta_c \quad (3.2)$$

donde:

- CB^* : es la capacidad de la batería, en Wh
- L^* : es la energía real necesaria, en Wh
- N : número de días de autonomía
- DOD : máxima profundidad de descarga de la batería
- η_c : pérdidas en los cables.

El valor del consumo expresado en $Ah/día$ se puede obtener como:

$$L = \frac{L^*}{V_N} \quad (3.3)$$

donde V_N es la tensión nominal de la batería.

Si el valor de L no es constante para todos los meses del año se tomará su valor máximo.

El tamaño del sistema de acumulación CB , expresado en Ah , se obtiene a partir de CB^* , como:

$$CB = \frac{CB^*}{V_N} \quad (3.4)$$

Cálculo de la potencia nominal del generador FV

El dimensionado de la batería se ha realizado en base al número de días de autonomía. El dimensionado del generador FV se basa en suministrar el consumo medio diario. El tamaño del campo de paneles, o potencia pico de la instalación, se calcula teniendo en cuenta la radiación solar disponible.

Para ello es necesario conocer los valores de la radiación media mensual sobre superficie horizontal $G_{dm}(0)$ y poder estimar los valores sobre superficies inclinadas, según los métodos explicados en el apartado 1.

Un parámetro importante es la **orientación (acimut e inclinación) del generador FV**. En general conviene tener el generador fotovoltaico orientado hacia el ecuador terrestre (hacia el Sur en el Hemisferio Norte y hacia el Norte en el Hemisferio Sur), $\alpha=0$.

El ángulo de inclinación del generador FV respecto de la horizontal, β , para estructuras sin seguimiento solar vendrá determinado por aquel valor que optimice la generación FV respecto del consumo. El ángulo óptimo de inclinación del generador FV se determina como aquel en el que se obtiene la mayor radiación en el peor mes del año (en relación con el consumo para cada mes).

Resulta conveniente utilizar el concepto de Horas de Sol Pico (*HSP*): entendido como el número de horas de sol en media diaria a una radiación de 1000 W/m^2 . Es equivalente a la energía total diaria incidente sobre una superficie horizontal en $\text{kWh/m}^2/\text{día}$:

$$(HSP)_{\alpha,\beta} \equiv G_{dm}(\alpha, \beta) \quad (3.5)$$

donde $G_{dm}(\alpha, \beta)$ está en $\text{kWh/m}^2/\text{día}$. (Así por ejemplo para Madrid en el mes de diciembre y a 50 grados orientado al sur $G_{dm}(0, 50) = 3.6 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$).

Una metodología que se puede utilizar (ver ejemplo tabla para un consumo constante) consiste en realizar los cocientes entre los consumos mensuales L , expresados en $Ah/\text{día}$, y las *HSP* a distintos ángulos de inclinación.

El valor máximo de la corriente así obtenida indica el “mes peor”. Es necesario realizar estos cálculos para diferentes valores de β , siendo el valor óptimo el definido por el menor valor de esta corriente.

Mes	L (Ah/día)	(HSP)0,40 ($\beta=40^\circ$) (horas)	L/(HSP)0,40 (A)	(HSP)0,60 ($\beta=60^\circ$) (horas)	L/(HSP)0,60 (A)	(HSP)0,80 ($\beta=80^\circ$) (horas)	L/(HSP)0,80 (A)
Ene	40	4.0	10.0	4.34	9.2	4.23	9.5
Feb	40	4.29	9.3	4.44	9.0	4.13	9.7
Mar	40	6.17	6.5	6.04	6.6	5.28	7.6
Abr	40	5.64	7.1	5.07	7.9	4.02	10.0
May	40	6.36	6.3	5.32	7.5	3.81	10.5
Jun	40	6.69	6.0	5.35	7.5	3.58	11.2
Jul	40	6.82	5.9	5.52	7.2	3.75	10.7
Ago	40	6.76	5.9	5.87	6.8	4.38	9.1
Sep	40	6.27	6.4	5.93	6.7	4.98	8.0
Oct	40	5.01	8.0	5.08	7.9	4.62	8.7
Nov	40	3.72	10.8	3.98	10.1	3.81	10.5
Dic	40	2.96	13.5	3.23	12.4	3.16	12.7

Tabla 5. Ejemplo de obtención del “mes peor” y el ángulo de inclinación del generador FV, β . Para un consumo constante de 40 Ah/día. Se calcula el cociente L/(HSP) a diferentes inclinaciones para obtener la corriente de diseño de cada mes. El mes peor para cada inclinación viene definido por el valor máximo de la corriente de diseño. El valor mínimo de las corrientes de diseño para las distintas orientaciones define el ángulo β para la instalación.

Se utiliza el valor de HSP para el mes más desfavorable. Con este valor, y teniendo en cuenta los vatios pico de un panel se calcula el número de paneles necesario, de acuerdo con la expresión:

$$N^{\circ} \text{ modulos FV} = \frac{L}{W_p \cdot (HSP)_{\alpha,\beta} \cdot (1 - \eta_d)} \quad (3.6)$$

donde:

- L es la energía diaria real necesaria,
- W_p los vatios pico de módulo FV que se utiliza en la instalación.
- $(HSP)_{\alpha\beta}$ son las horas de sol pico incidentes sobre el plano de los paneles (β es el ángulo la inclinación sobre la horizontal y α la orientación respecto del sur).
- η_d es un factor global de pérdidas que se producen en el generador fotovoltaico.

En este factor global de pérdidas están contempladas las pérdidas por conexión y dispersión de parámetros, las pérdidas debidas al punto de trabajo del sistema, que en general no coincide con el punto de máxima potencia de los paneles. Contempla también la disminución de potencia entre la nominal y la real de los módulos. En este punto hay que recordar que los fabricantes aseguran una potencia pico nominal $\pm 10\%$. Teniendo en cuenta todos estos factores las pérdidas de potencia del generador son al menos de un 25 %.

Otras consideraciones

El generador fotovoltaico estará formado por un determinado número de módulos FV conectados en serie, N_{ms} , y en paralelo, N_{mp} . El número de módulos en serie vendrá determinado por la tensión nominal del sistema, siendo el número entero superior al cociente entre la tensión nominal del sistema y la tensión del punto de máxima potencia del módulo FV seleccionado.

$$N_{ms} = \frac{V_N}{V_m} \quad (3.7)$$

Para calcular el número de módulos conectados en serie se determina mediante el cociente entre la corriente de diseño y la corriente del punto de máxima potencia del módulo seleccionado.

$$N_{mp} = \frac{W_p / V_m}{I_m} \quad (3.8)$$

donde W_p es la potencia pico del generador FV, obtenida en la ecuación (3.6).

El número de baterías en serie, N_{BS} , se puede calcular como el cociente entre la tensión nominal del sistema y la tensión nominal de cada batería, V_B .

$$N_{BS} = \frac{V_N}{V_B} \quad (3.9)$$

Aunque no es recomendable la utilización de baterías conectadas en paralelo, debido esencialmente a que la degradación de los vasos de batería no es homogénea, en caso de ser necesario, el número de baterías en paralelo se puede obtener como el cociente entre la capacidad necesaria de batería, C_B , obtenida en la ecuación (3.4) y la capacidad de cada vaso o elemento de batería seleccionada, C_{BN} .

$$N_{BP} = \frac{C_B}{C_{BN}} \quad (3.10)$$

El regulador de carga se ha de seleccionar en función de la tensión nominal del sistema y de la corriente de operación. Es recomendable que la corriente máxima de operación del regulador, I_R , sea como mínimo un 20% superior a la máxima corriente nominal del sistema.

$$I_R = 1.2 \frac{W_p}{V_m} = 1.2 N_{mp} I_m \quad (3.11)$$

En el caso de incluir consumos en corriente alterna será necesario disponer de un inversor DC/AC. Es necesario seleccionarlo en función de la potencia de los consumos que puedan operar simultáneamente, pero teniendo en cuenta también la capacidad de sobrecarga y el factor de potencia.

El cableado ha de dimensionarse adecuadamente con el objeto de minimizar las caídas de tensión en la instalación. Para ello es necesario seleccionar el tipo de cable (tipo de aislamiento, resistencia intemperie, etc...), su longitud y su sección.

La longitud del cableado depende en gran medida del emplazamiento de la instalación. Se ha de procurar minimizar las longitudes de cableado entre los distintos elementos que componen la instalación.

La sección se calcula en función de la longitud de los cables y de la corriente que circula por ellos. Se recomiendan los valores especificados a continuación:

- Caídas de tensión máxima entre generador y regulador/inversor: 3%
- Caídas de tensión máxima entre regulador y batería: 1%
- Caídas de tensión máxima entre inversor y batería: 1%
- Caídas de tensión máxima entre regulador e inversor: 1%
- Caídas de tensión máxima entre inversor/regulador y cargas: 3%

Se ha de incluir toda la longitud de cables necesaria (parte continua y/o alterna) para cada aplicación concreta evitando esfuerzos sobre los elementos de la instalación.

Es recomendable una separación de los circuitos positivos y negativos de la parte DC de la instalación. Se han de proteger y señalizar (códigos de colores, etiquetas, etc) de acuerdo a la normativa vigente.

Las fórmulas utilizadas para el cálculo de las secciones de los conductores son:, para corriente continua

$$s = \frac{LI}{cu}$$

donde:

s es la sección del conductor en mm²

L es la longitud de la línea en m
 I es la intensidad eficaz en A
 $\cos\phi$ es el factor de potencia
 u es la caída de tensión en V
 c es la conductividad del conductor, para el cobre $c = 56 \text{ m}/(\Omega \text{ mm}^2)$

Ejemplo:

Supongamos que deseamos realizar el dimensionado de una instalación cuyos consumos se indican en la Tabla. Aplicando el método anterior, se obtiene lo siguiente.

Elemento	Número	Potencia	Uso	Energía
Lámparas fluorescentes	2	18 W/lámpara	4 h/día	144 Wh/día
TV/PC	1	65 W	2 h/día	130 Wh/día
Electrodomésticos	1	51 W	2 h/día	26 Wh/día
Frigorífico	1	-	-	600 Wh/día
Energía total diaria				900 Wh/día

Tabla 6. Datos de consumo

Datos

Consumo medio diario = 900 Wh/día; Rendimiento carga/descarga de batería= 0.86; Rendimiento inversor =0.9; Días de autonomía =3; Tensión nominal del sistema= 24V; Máxima profundidad de descarga =70%

Resultados

$$L = \frac{900 \text{ Wh/día}}{0,9 \times 0,86} = 1163 \text{ Wh/día} ; CB^* = \frac{1163 \text{ Wh/día} \times 3 \text{ días}}{0,7 \times 0,9} = 5338 \text{ Wh} ;$$

$$CB = \frac{5338 \text{ Wh}}{24 \text{ V}} = 230 \text{ Ah}$$

Si consideramos que utilizamos módulos FV de 55 Wp de potencia nominal y disponemos de una radiación solar de 3.5 kWh/m²/día (3.5 Horas de sol pico) para el mes peor. El número total de módulos será:

$$N^{\circ} \text{ modulos} = \frac{1163}{55 \times 3,5 \times 0,75} = 8$$

donde se están suponiendo unas pérdidas del 25% en el generador fotovoltaico.

Lecturas recomendadas:

<http://www.info-ab.uclm.es/labelec/Solar/>
<http://www.eurosur.org/medioambiente/esf/>
http://www.acre.ee.unsw.edu.au/acrelab/design_guide

Programas de dimensionado recomendados:

<http://www.pvsyst.com>

Bibliografía y referencias

-
- ¹ *Mariano Sidrach de Cardona Ortín.* Capítulo del libro “Fundamentos, dimensionado y de aplicaciones de la energía solar fotovoltaica” Editorial CIEMAT.
 - ² ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA Y COOPERACIÓN AL DESARROLLO. Ingeniería Sin Fronteras. Madrid: Instituto de Estudios Políticos para América Latina y África, 1999. ISBN: 84 - 89743 - 08 - 8 Depósito Legal: M - 48471 - 1999