

# **EL LIBRO DE LAS ENERGIAS RENOVABLES**



# **EL LIBRO DE LAS ENERGIAS RENOVABLES**

Francisco JARABO FRIEDRICH  
Celestino PEREZ DOMINGUEZ  
Nicolás ELORTEGUI ESCARTIN  
José FERNANDEZ GONZALEZ  
José Juan MACIAS HERNANDEZ

## *ILUSTRACIONES:*

Manuel PEREZ DOMINGUEZ  
Milagros SANZ MARTINEZ DE LA PEÑA  
Angeles ATOCHE PEÑA  
Francisco JARABO FRIEDRICH

**colección ERA SOLAR**

Colección  
ERA SOLAR

Dirigida por  
MANUEL SENRA DIAZ DE CEVALLOS

© 1988 S.A.P.T. (S.A. de Publicaciones Técnicas)  
Costa Rica, 13. 28016 Madrid. Tfns. 250 58 85/250 62 16

Coordinación: Rufino Rivero Hernández

Primera edición, 1988

Reservados todos los derechos.

No está permitida la reproducción total o parcial de este libro, ni su tratamiento informático, ni la transmisión de ninguna otra forma o por cualquier medio, ya sea electrónico, mecánico, por fotocopia, por registro u otros métodos, sin el permiso previo y por escrito de los titulares del Copyright.

Impreso en España-Printed in Spain.

Artes Gráficas Gala, S.L.

ISBN: 84-86913-01-2

Depósito legal: M-12041-1988

## PROLOGO

El abastecimiento energético de la humanidad dependió, hasta el comienzo de la Revolución Industrial, de las energías renovables. Con la aparición de la industria, los requerimientos energéticos se triplicaron. La imposibilidad técnica de las energías renovables y el mayor rendimiento de unas fuentes energéticas sobre otras, provocaron la sustitución de aquéllas por el carbón, que se convirtió entonces en el principal componente energético mundial. No fue desplazado de este lugar por el petróleo hasta bien entrada la década de los años sesenta. Se inicia desde entonces una fuerte dependencia mundial de esta materia prima, que en 1973 satisfizo casi la mitad de la demanda mundial de energía. En ese momento comenzó la crisis energética.

En 1986 se presentó en España el primer Plan de energías renovables (PER), encuadrado dentro del Plan Energético Nacional 1983/92. El PEN 83 establecía la necesidad de impulsar las energías renovables en nuestro país con el objetivo de reducir la dependencia del petróleo y mejorar nuestro grado de autoabastecimiento. No obstante, el propio plan reconocía la imposibilidad de determinar con exactitud la oferta, y mucho menos la demanda, de este tipo de energías. Casualmente, es en el año 1987 cuando se produce el hundimiento del mercado de crudos, situándose los precios del petróleo al mismo nivel que en 1973.

¿Significa ésto que las energías renovables pasarán de nuevo a un segundo plano y no volverán a cobrar importancia hasta que se produzca una nueva crisis energética? Nosotros pensamos que no, y esta obra es prueba de ello.

Es obvio que la humanidad seguirá dependiendo durante muchos años fundamentalmente de las fuentes de energía fósil. Por otro lado, desde el punto de vista estrictamente económico, las energías renovables no son competitivas respecto a las no renovables. Sin embargo, el empleo de las energías renovables se debe potenciar, ya que:

- Permiten el suministro energético de lugares aislados, para los que no resulta técnica y/o económicamente viable el abastecimiento mediante energías convencionales.
- Generalmente tienen un mayor grado de participación autóctona que las no renovables.
- Son en su mayoría mucho menos degradantes para el medio ambiente que otras fuentes energéticas.
- Producen beneficios indirectos de diversa índole.

Pese a todo ello, las energías renovables son aún hoy día unas grandes desconocidas, aunque la opinión pública esté cada vez más sensibilizada con el problema de la energía y del deterioro del medio ambiente. Se han realizado y se siguen llevando a cabo numerosos intentos para orientar al público, por un lado, a un mayor ahorro de energía y por otro, a la utilización de las fuentes energéticas de origen renovable, cuyo potencial no es nada despreciable en España. No obstante, aún no parece existir en el país una conciencia lo suficientemente desarrollada como para que nuestro potencial en energía no convencional sea utilizado de forma que permita paliar, al menos parcialmente, el fuerte gasto que ocasiona la importación de productos petrolíferos.

En los últimos años hemos podido ver un interés creciente sobre el tema de las energías renovables entre muy diferentes colectivos sociales, entre los que han tenido amplio eco diversas actividades relacionadas con estas fuentes de energía, como lo refleja la favorable acogida que ha tenido, tanto en el sector público como en el sector privado, la labor de divulgación que hemos desarrollado en este campo. Dicha labor ha cristalizado en la edición de libros, desarrollo de cursos, seminarios y conferencias a todos los niveles de la enseñanza y la publicación de numerosos trabajos, en los que se han contemplado los aspectos fundamentales de las energías renovables, con vistas a facilitar la difusión y la comprensión de este interesante tema.

Este trabajo continuado nos ha permitido la recopilación de una amplia bibliografía, tanto de algunos temas específicos como de temas de índole general, lo que nos ha llevado a elaborar una obra de síntesis en el campo de las energías renovables, con el objetivo de intentar explicar la naturaleza compleja del medio ambiente y la energía, resultante de la interacción de aspectos físicos, químicos, biológicos, tecnológicos, económicos y sociales.

El libro se inicia con una introducción sobre las diversas fuentes energéticas utilizables en la actualidad, la problemática histórica de la energía y los diversos conceptos fundamentales que se suelen manejar en este campo.

El estudio de cada fuente renovable lo hemos estructurado de forma relativamente homogénea, observando un esquema básico que comprende la descripción de la fuente energética, la historia de su utilización, los sistemas de captación y transformación correspondientes, sus aplicaciones y las posibilidades de cada fuente energética renovable en España.

Se completa el trabajo con un capítulo que hemos considerado complementario a los anteriores, relativo al almacenamiento de energía, debido a las diversas posibilidades que éste ofrece en relación no sólo a la acumulación sino también a la transformación y utilización de la energía.

Asimismo hemos querido acompañar el texto de suficientes ilustraciones que permitan una mejor asimilación del mismo, con objeto de que el esfuerzo de compresión sea el mínimo posible. Por su parte, la bibliografía presentada al final de cada capítulo, permitirá al lector interesado profundizar en el tema que más le interese.

Finalmente, queremos agradecer a la empresa editora y, en especial, a su director, D. Manuel Senra, la confianza depositada en nuestro trabajo y la gran colaboración que hemos obtenido de todo su equipo en todo momento. La gran distancia geográfica que nos separa no ha sido ningún impedimento para desarrollar una labor conjunta durante la cual ellos siempre han estado muy cerca de nosotros.

La Laguna (Tenerife), Diciembre de 1987

Francisco Jarabo

# CAPÍTULO I

## FUENTES DE ENERGÍA

### CONCEPTOS FUNDAMENTALES

**L**a energía es definida corrientemente en los textos de Física como *la capacidad para realizar un trabajo*, aunque de forma más general se puede afirmar que es *la medida de la capacidad de un sistema para proporcionar trabajo por medios mecánicos o calor por medios no mecánicos*.

Aunque se habla de distintas formas de energía, en el momento actual la Física sólo reconoce la existencia de la **energía mecánica** en sus dos formas, cinética y potencial, y de la **energía interna de los cuerpos**. Los demás conceptos que se manejan corrientemente como formas de energía son realmente mecanismos de transporte o transferencia de energía y se siguen utilizando, sin embargo, para expresar el origen de la energía que se manifiesta en un momento determinado o para expresar el modo en que se ha obtenido. Así, se manejan las siguientes denominaciones:

- **Energía mecánica**, asociada al movimiento de una masa (cinética) o debida a que sobre dicha masa actúa una fuerza dependiente de la posición (potencial).
- **Energía eléctrica**, asociada a un flujo de cargas eléctricas o a su acumulación.
- **Energía electromagnética**, no asociada a la materia, sino a la propagación de la radiación electromagnética.
- **Energía química**, resultante de la interacción de electrones de dos o más átomos, que se combinan para producir compuestos químicos más estables.

- **Energía nuclear**, resultante de la interacción de partículas subatómicas, con la formación de núcleos más estables.
- **Energía térmica**, asociada a estados de movimiento de los átomos o moléculas constituyentes de la materia.

La conversión de los diferentes tipos de energía está determinada por los dos **Principios de la Termodinámica**, los cuales limitan estos procesos y confieren a la energía térmica un carácter especial ya que, aunque las otras formas de energía son transformables en calor, la recíproca no es cierta, existiendo una importante e inevitable pérdida en este último caso.

Los dos Principios de la Termodinámica se pueden enunciar de varias formas, por ejemplo:

1. *La energía no se puede crear ni destruir, sólo puede transformarse de una de sus formas a otra.*
2. *La energía se degrada continuamente hacia una forma de energía de menor calidad: energía térmica.*

Considerando globalmente ambos Principios, se puede constatar que, aunque la cantidad de energía del Universo es constante, su calidad está cambiando hacia una forma menos útil, lo que se puede interpretar como que siempre se tiende hacia un mayor desorden del Cosmos. En otras palabras, un sistema y su entorno tiende hacia un desorden mayor (salvo que sea alimentado con energía procedente del exterior), asociándose ese desorden creciente con el término *entropía*.

Con estas ideas se pueden enunciar los dos Principios de la Termodinámica de la siguiente forma:

1. *La energía total del Universo es constante.*
2. *La entropía total del Universo aumenta continuamente.*

Lo que realmente indica el Segundo Principio es que ninguna conversión de una forma de energía en otra tiene un 100% de eficacia, dado que parte de la misma se transforma en energía térmica, no recuperable. Aunque la cantidad de energía se

conserva, hay fracciones que no son aprovechables (energía residual) por lo que, a efectos prácticos, parece que siempre se desperdicia cierta cantidad de ella.

En definitiva, los Principios de la Termodinámica se pueden enunciar también de la siguiente manera, que quizá permita su comprensión de forma más sencilla:

1. *No se puede obtener algo por nada, sólo se puede llegar a un intercambio equivalente.*
2. *Ni siquiera se puede lograr un intercambio equivalente; sólo se puede perder, porque hay cambios no recuperables.*

Existen, pues, fuertes implicaciones de los Principios de la Termodinámica en la vida cotidiana. Por un lado, cuanto mayor sea el esfuerzo para lograr un mayor nivel de vida, que implica un consumo energético superior, tanto mayor desorden se producirá en los sistemas energéticos utilizados (por ejemplo, mayor contaminación). Por otro lado, y también según el Segundo Principio, toda la energía no puede ser reciclada. La energía utilizada en cualquiera de sus formas siempre acaba disipándose en forma de energía térmica degradada. Por ello no se puede realmente *conservar* la energía, en el sentido estricto de la palabra; sólo se puede intentar disminuir la velocidad de degradación de la energía, lo que se logrará procurando alcanzar mayores rendimientos de conversión de la energía disponible en energía útil.

## El rendimiento de los sistemas energéticos

Se utilizan los términos equivalentes de *rendimiento*, *eficacia* o *eficiencia* de forma muy amplia para indicar la bondad de un sistema respecto a un sistema ideal. En función del concepto de idealidad que se defina, se pueden considerar rendimientos energéticos, económicos y sociales, expresiones todas ellas aplicables al estudio de los sistemas que transforman energía.

Respecto a los rendimientos energéticos, el Primer Principio indica que, cuando la energía se convierte de una de sus formas a otra con producción de trabajo, parte de la misma se disipa en forma de calor. La cantidad de calor disipado es una medida del **rendimiento de un dispositivo**,  $\phi_D$ :

$$\phi_D = \frac{E_D}{E_T}$$

siendo  $E_D$  la energía de la forma deseada y  $E_T$  la energía total utilizada. Esta definición es el resultado de un simple balance energético, y es la forma más usual de considerar la eficacia técnica. Así, un dispositivo que deba quemar combustible para producir energía mecánica (motor) tendrá rendimientos muy bajos (entre el 30 y el 40%), si es para producir calor (caldera) tendrá rendimientos superiores (del orden del 60 al 70%), mientras que un dispositivo que evite completamente el uso del calor (turbina hidroeléctrica) puede tener rendimientos superiores al 90%.

Los rendimientos de un dispositivo son útiles para determinar los flujos de energía y comparar aparatos y procesos de un tipo particular bajo condiciones específicas; sin embargo, no son adecuados como indicadores del ahorro energético. Esto es debido a que en todos los procesos, además de producirse pérdidas en la cantidad de energía, se producen pérdidas en su calidad. Por ello el uso de la magnitud definida plantea varios problemas:

- Su valor máximo depende del sistema y de la temperatura.
- No enfatiza adecuadamente el papel de un sistema global al determinar el posible rendimiento del uso de la energía.

Por todo ello, una medida más útil del rendimiento debería tener en cuenta las pérdidas, tanto de cantidad como de calidad, mostrando la bondad de un sistema en comparación con uno ideal, que no pierda ni cantidad ni calidad. En otras palabras, se trata de buscar una medida del funcionamiento relativa al óptimo permitido. Este **rendimiento de un sistema**,  $\phi_s$ , puede definirse de la forma:

$$\phi_s = \frac{E_M}{E_T}$$

siendo  $E_M$  la energía mínima (teórica) requerida por el sistema para realizar una tarea específica, dependiendo su valor de la forma de energía y del fin para el que ésta se quiera utilizar. El rendimiento del sistema permite determinar la bondad de una tarea, no de un aparato, e indica que, para un rendimiento termodinámico máximo (expresado por el Segundo Principio), es necesario coordinar la tarea a realizar con la fuente de energía apropiada.

Por ejemplo, una estufa doméstica de carbón sólo tiene un rendimiento del sistema del 5% (energía necesaria para mantener la vivienda a una temperatura

respecto a la energía contenida en el combustible), mientras que el rendimiento del dispositivo oscila alrededor del 60% (energía proporcionada por la combustión respecto a la energía contenida en el combustible). En este caso, para maximizar la tarea de calentar la vivienda, se debería sustituir la estufa por un sistema de calefacción por energía solar que, al operar a un nivel térmico inferior, puede proporcionar rendimientos del sistema superiores, con un rendimiento del dispositivo similar al de la estufa.

El **rendimiento económico** de un sistema energético se mide comparando el coste de los sistemas de conservación de energía con el coste de la energía consumida sin conservación de energía. Estas comparaciones se hacen considerando la inversión de capital inicial, la fiabilidad de la fuente de energía y las previsiones de aumento del coste de la misma. Así pues, la eficacia económica es una medida relativa, pero está claro que un aumento de los costes de la energía haría que, aunque los costes iniciales de la conservación de la energía sean generalmente altos, el rendimiento económico del sistema global pueda aumentar.

Finalmente, el **rendimiento social** intenta medir las implicaciones sociales del uso de la energía, a las que no se les puede asignar un coste numérico. Así, el rendimiento energético de un automóvil varía muy poco cuando va ocupado por cinco personas en vez de por una, pero el rendimiento social evidentemente cambia de forma ostensible, ya que se produce un ahorro considerable de energía.

Gran parte de la ineficacia social de la energía usada en los países industrializados es el resultado de unos hábitos descuidados adquiridos por la abundancia de energía barata. Al aumentar los costes de las fuentes de energía, necesariamente han de alterarse estos hábitos para que no disminuya bruscamente el rendimiento social. Esto no es un proceso simple, ya que los seres humanos difícilmente aceptarían reducir su nivel de vida de forma espontánea.

## Conversión y utilización de la energía

Desde el punto de vista de la utilización de la energía, es necesario distinguir entre aquella que se obtiene directamente de la Naturaleza, antes de cualquier transformación por medios técnicos (**energía primaria** o recursos energéticos) y que, por tanto, corresponde a un tipo de energía almacenada, de aquellas

otras que deben sufrir una o varias transformaciones (energía secundaria o energía intermedia), para alcanzar la forma de la energía deseada por el consumidor (**energía útil** o energía final).

La conversión de las diferentes energías primarias (combustibles fósiles, combustibles nucleares o fuentes renovables) en las formas de energía útil (calor, trabajo mecánico, iluminación), entraña una serie de operaciones o procesos, formando *cadenas energéticas* (Figura 1.1). Toda cadena energética, de acuerdo con el Segundo Principio, trae consigo una pérdida de energía, siendo ésta función de los sistemas de transformación (nivel tecnológico) seleccionados para el tipo de energía primaria utilizada. Al ser las pérdidas dependientes de la cadena energética, la producción de una cantidad dada de energía útil exige diferentes consumos de energía primaria.

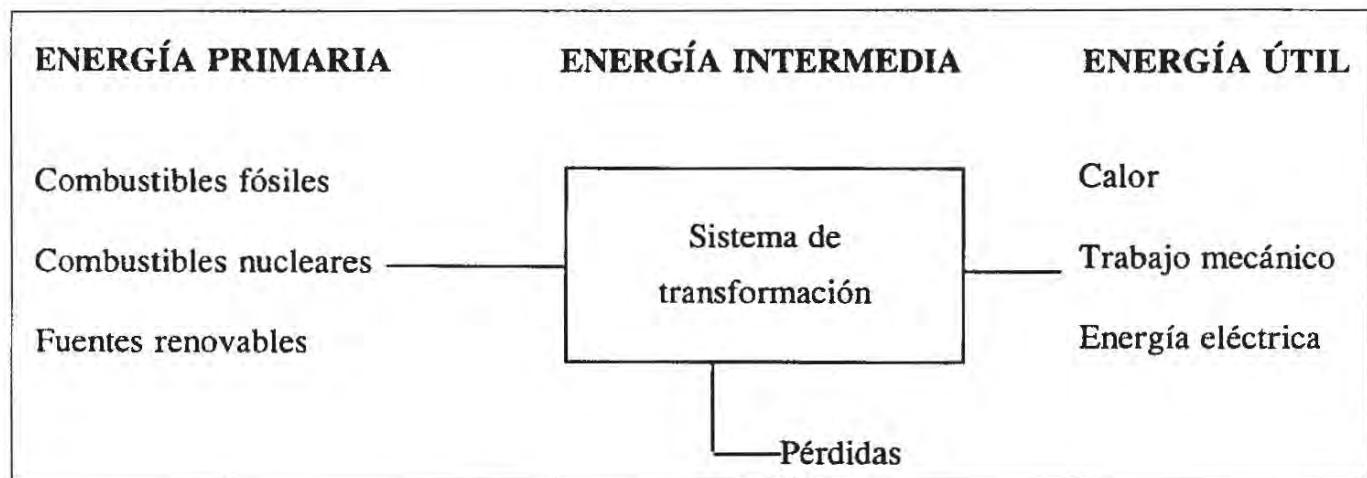


Figura 1.1: Conversión y utilización de la energía.

En efecto, con una determinada fuente de energía puede producirse una cantidad de energía útil muy inferior a otra, debido a que las tecnologías disponibles para cada cadena energética a partir de diferentes energías primarias son también distintas. Así, la importancia relativa de las diferentes energías primarias sólo puede apreciarse mediante el conocimiento de su utilización y posibilidades de sustitución. Importancia que, a su vez, depende del desarrollo de las tecnologías y que, por tanto, ha variado de forma sustancial a lo largo de la Historia.

La característica fundamental de las energías intermedias radica en la facilidad de su transporte y distribución. El ejemplo más importante de energía intermedia es la electricidad, producida a partir de diferentes energías primarias y transformable en diferentes energías útiles. Asimismo, los productos derivados

del petróleo (gasolina, gasóleo, etc.) constituyen otra energía secundaria de gran importancia. Se contemplan para el futuro el etanol y el hidrógeno como energías intermedias de gran importancia.

Finalmente, la energía útil se obtiene como resultado de restar a las energías primarias las pérdidas ocasionadas en su transformación en energías secundarias, transporte, distribución y utilización de las mismas, pérdidas que pueden estimarse en un 50% del valor de la energía primaria. De ahí la gran importancia de tratar de disminuir el coeficiente de pérdidas o lo que es lo mismo, establecer una adecuada política de ahorro energético.

## Unidades de energía y potencia

Un concepto de gran importancia práctica en la ingeniería de los sistemas productores de energía útil es el de *potencia*, definida como el trabajo desarrollado en la unidad de tiempo y equivalente a la velocidad con que se produce una determinada forma de energía. Generalmente se tiende a utilizar como unidades de energía y potencia el Julio (J) y el Watio (W), respectivamente, al ser éstas las unidades recomendadas por el Sistema Internacional. No obstante, aún se está lejos de conseguir una unificación en la práctica por publicaciones y usuarios.

A nivel operativo se utilizan diversas unidades para medir la energía y la potencia de un sistema, que conviene conocer para comprender fácilmente los valores que se utilizarán más adelante. Por ello, en las Figuras 1.2 y 1.3 se muestran los factores de conversión, tanto para las unidades de energía como para las de potencia.

Por otro lado, también se ofrecen otras unidades de medida y factores de conversión para distintas fuentes energéticas en las Figuras 1.4 y 1.5, que pueden ser muy útiles.

## LA ENERGÍA COMO BASE DE LA CIVILIZACIÓN ACTUAL

Toda la civilización ha sido construida tomando como base el descubrimiento y dominio de nuevas fuentes de energía para el uso humano de una forma cada vez más eficiente y con medios cada vez más sofisticados. En realidad, el

mayor descubrimiento individual en la historia humana tiene que ver con los métodos para convertir la energía química contenida en la madera en calor y luz.

Fue tal vez hace medio millón de años cuando los primeros homínidos descubrieron el fuego, pero el descubrimiento de sus virtudes no llegó hasta que la curiosidad venció al miedo. Durante centenares de miles de años los seres humanos sólo pudieron hacer uso del fuego manteniéndolo encendido de forma constante. Fue solo en tiempos relativamente recientes cuando el ser humano aprendió a encender una llama, momento en que el fuego llegó a ser verdaderamente dominado.

EQUIVALENCIAS ENTRE UNIDADES DE TRABAJO O ENERGÍA, EN SUS FORMAS ELÉCTRICA, MECÁNICA Y TÉRMICA.								
	ergio	julio	kW/h	kgfm	kcal	CV-h	B.T.U.	HP-h
ergio	1	$10^{-7}$	$2.778 \times 10^{-14}$	$0,1020 \times 10^{-4}$	$2,389 \times 10^{-11}$	$0,3774 \times 10^{-13}$	$9,480 \times 10^{-11}$	$3,722 \times 10^{-14}$
julio	$10^7$	1	$2,778 \times 10^7$	0,1020	$2,389 \times 10^{-4}$	$0,3774 \times 10^{-6}$	$9,480 \times 10^4$	$3,722 \times 10^{-7}$
kW/h	$3,600 \times 10^{13}$	$3,600 \times 10^6$	1	$3,671 \times 10^5$	860	1,359	3413	1,341
kgfm (1)	$9,807 \times 10^7$	9,807	$2,726 \times 10^{-6}$	1	$2,343 \times 10^{-3}$	$0,3704 \times 10^{-5}$	$9,297 \times 10^{-3}$	$3,653 \times 10^{-6}$
kcal (2)	$4,186 \times 10^{10}$	$4,186 \times 10^{-3}$	$1,163 \times 10^{-3}$	426,9		1	1,581 $\times 10^{-3}$	3,969
CV-h (3)	$2,650 \times 10^{13}$	$2,650 \times 10^6$	0,736	$2,700 \times 10^5$	632,6	1	2510	0,9863
B.T.U.	$1,055 \times 10^{10}$	1,0548	$2,930 \times 10^{-4}$	107,6	0,2520	$0,3984 \times 10^{-3}$	1	$3,929 \times 10^{-4}$
HP-h (4)	$2,684 \times 10^{13}$	$2,684 \times 10^6$	0,7457	$2,737 \times 10^5$	641,3	1,014	2545	1

(1) Las equivalencias para el kilogramo consignadas en esta tabla corresponden a una aceleración de la gravedad de 9,807 metros por segundo al cuadrado.

(2) Kilocaloría (calor necesario para elevar de un grado centígrado la temperatura de un kilogramo de agua) se ha definido como la 1/860 parte del kilovatio-hora.

(3) y (4) Con referencia al caballo de vapor-hora y al horse-power-hour (caballo de vapor inglés), veáñse las observaciones consignadas en la figura 1.3.

Figura 1.2: Equivalencias entre unidades de energía.

En los primeros días de la civilización, el fuego se empleó no solo para la iluminación, calefacción, protección y cocina, sino también, llegado el momento, para el aislamiento de los metales a partir de sus menas y para su manejo después, para la cocción de la cerámica y de los ladrillos e incluso para fabricar vidrio.

Por otra parte, hacia el año 9000 a.C. los seres humanos comenzaron las prácticas de la agricultura y de la ganadería, y de ese modo incrementaron el abastecimiento de alimentos y, respecto de los animales, encontraron una fuente directa de energía. Estos aportaron unos músculos más potentes para llevar a cabo tareas necesarias, empleando como combustible unos alimentos demasiado burdos como para que los seres humanos pudiesen comerlos.

	ergio/s	kW	CV (1)	kcal/h	B.T.U./min	HP (2)
ergio/s	1	$10^{-10}$	$1,3596 \times 10^{-10}$	$0,8598 \times 10^{-7}$	$5,689 \times 10^{-9}$	$1,341 \times 10^{-10}$
kW	$10^{10}$	1	1,359	860	56,89	1,341
CV (1)	$0,736 \times 10^{10}$	0,736	1	632,96	41,87	0,987
kcal/h	$1,163 \times 10^7$	$1,163 \times 10^{-3}$	$1,580 \times 10^{-3}$	1	$6,615 \times 10^2$	$0,1559 \times 10^{-2}$
B.T.U./min	$1,758 \times 10^8$	$1,758 \times 10^2$	$2,388 \times 10^{-2}$	15,12	1	$2,357 \times 10^{-2}$
HP (2)	$7,457 \times 10^9$	0,7457	1,013	641,40	42,41	1

(1) Se trata del caballo de vapor de 75 kilográmetros por segundo.  $1 \text{ kgm/s} = 9.807 \text{ vatios} = 0,009807 \text{ kW}$ .

(2) Horse-power, o caballo de vapor inglés, equivalente a un trabajo de 550 libras por pie (foot-pounds) por segundo, al que corresponden 0,7457 kilovatios. También es frecuente considerar al horse-power equivalente a 0,746 kilovatios.

Figura 1.3: Equivalencia entre unidades de potencia.

Hacia el año 3500 a.C. se inventó la rueda, que no constituyó una fuente directa de energía, pero sí una fuente de ahorro, ya que reducía el gasto de energía para vencer el rozamiento. Asimismo, hacia esa época las primitivas balsas empezaron a emplearse para transportar cargas con ayuda de la energía de una corriente de agua.

Hacia el año 2000 a.C. comenzaron a utilizarse las velas para captar la energía del viento, por lo que ésta aceleró el transporte e incluso pudo forzar a un navío a moverse en contra de la fuerza de las corrientes. Hacia el año 1000 a.C. los fenicios surcaban ya toda la extensión del Mar Mediterráneo.

Aproximadamente hacia el año 50 a.C. los romanos empezaron a emplear la rueda hidráulica para realizar diversos trabajos: moler grano, triturar menas, bombear agua, etc. En ese tiempo también entraron en uso los molinos de viento que, posteriormente, en los tiempos medievales, constituyeron una importante fuente de energía en Europa Occidental. Fue asimismo en los tiempos medievales cuando los seres humanos comenzaron a quemar unas piedras negras llamadas

carbón en los hornos metalúrgicos, a emplear la energía magnética para las brújulas de los barcos y a usar la energía química (pólvora) para la guerra.

UNIDADES DE MEDIDA Y FACTORES DE CONVERSIÓN UTILIZADOS (EQUIVALENCIAS ENERGÉTICAS)										
1 tec = $7 \times 10^6$ kcal		1 tep = $10^7$ kcal		1 tep = 1,428 tec		1 termia = $10^3$ kcal				
CARBONES	Poder calorif.	Equivalencias		PETROLEO	Poder calorif	Equivalencias				
	Unidad				Unidad					
	kcal/kg	tec	tep		kcal/kg	tec	tep			
Hulla	6.034	t	0,862	0,604	Crudo	10.000	t	1.428	1,000	
Antracita	5.166	t	0,738	0,517	G.L.P.	11.800	t	1.686	1,181	
Coque	6.650	t	0,950	0,665	Gasolinas, Kerosenos, gasoil y naftas	10.500	t	1.500	1,050	
Lignito negro	2.765	t	0,395	0,277	Fuel-oil	10.000	t	1.428	1,000	
Lignito pardo	2.163	t	0,309	0,216	Resto productos	9.500	t	1.357	0,950	
<b>GAS</b>					<b>ELECTRICIDAD</b>					
Gas natural y de emisión	10.000	$10^3$ Nm <sup>3</sup>	1,428	1,000	Energía primaria equivalente para la producción.	2.576 *	MWh	0,368	0,258	
Propano	11.900	t	1,700	1,190	Consumo	860 *	MWh	0,123	0,086	
Butano	11.800	t	1,686	1,181	1 TWh = $10^3$ GWh = $10^6$ MWh = $10^9$ kWh = $10^{12}$ Wh					

\* kcal/kWh.

El poder calorífico de los carbones es el real del año 1982. Siguiendo el método empleado en el Plan Energético Nacional y en la O.C.D.E., llamado de “sustitución parcial”; la energía primaria equivalente para producir un MWh es igual a la medida de los consumos específicos de todas las centrales térmicas de servicio público en 1981; por tanto, esta equivalencia se aplica a los MWh producidos en las centrales hidroeléctricas y nucleares, cuando se quiere calcular la energía primaria.

Figura 1.4: Equivalencias energéticas.

## La Revolución Industrial

La subordinación de la energía al ser humano alcanzó su momento trascendental hacia finales del siglo XVII, cuando el británico Thomas Savery patentó

en 1698 su *ingenio de vapor* que, basado en el *digestor de vapor*, diseñado en 1679 por el francés Denis Papin, sirvió para extraer agua de minas o pozos. Pero el invento resultaba peligroso (la alta presión del vapor solía hacer reventar calderas o tuberías) y poco eficaz (se perdía el calor del vapor cada vez que se enfriaba el recipiente). Siete años después, Thomas Newcomen construyó una máquina más perfecta, con pistón y cilindro, que funcionaba a bajas presiones. Tampoco tuvo mucho éxito Newcomen y la máquina de vapor siguió siendo un artilugio secundario durante más de sesenta años hasta que, en 1782, James Watt desarrolló su máquina de vapor (Figura 1.6), tres veces más potente que su predecesora y que se convirtió en el estandarte de la civilización mecanizada.

CONVERSIONES DE ENERGÍAS USUALES.									
Ejemplo: Un galón de gasolina equivale a 5,78/1.000 toneladas de carbón ( $5,78 \times 10^{-3}$ )									
	pie-libra	kWh	kilocaloría	tonelada de carbón	barril de petróleo	galón de gasolina	kilogramo de uranio	B.T.U.	Pie cúbico de gas natural
pie-libra	1	$3,77 \times 10^{-7}$	$3,24 \times 10^{-4}$	$4,98 \times 10^{-11}$	$2,22 \times 10^{-10}$	$8,62 \times 10^{-9}$	$2,03 \times 10^{-14}$	$1,29 \times 10^{-3}$	$1,22 \times 10^{-6}$
kWh	$2,66 \times 10^6$	1	$8,60 \times 10^2$	$1,32 \times 10^{-4}$	$5,88 \times 10^4$	$2,29 \times 10^{-2}$	$5,38 \times 10^{-8}$	$3,41 \times 10^3$	3,25
kilocaloría	$3,09 \times 10^3$	$1,16 \times 10^{-3}$	1	$1,54 \times 10^{-7}$	$6,84 \times 10^{-7}$	$2,66 \times 10^{-5}$	$6,26 \times 10^{-11}$	3,97	$3,78 \times 10^{-3}$
tonelada de carbón	$2,01 \times 10^{10}$	$7,56 \times 10^3$	$6,50 \times 10^6$	1	4,45	$1,73 \times 10^2$	$1,07 \times 10^{-4}$	$2,58 \times 10^7$	$2,46 \times 10^4$
barril de petróleo	$4,51 \times 10^9$	$1,70 \times 10^3$	$1,46 \times 10^6$	$2,25 \times 10^{-1}$	1	38,9	$9,15 \times 10^{-5}$	$5,80 \times 10^6$	$5,52 \times 10^3$
galón de gasolina	$1,16 \times 10^8$	43,7	$3,74 \times 10^4$	$5,78 \times 10^3$	$2,57 \times 10^{-2}$	1	$2,35 \times 10^{-6}$	$1,49 \times 10^5$	$1,42 \times 10^2$
kilogramo de uranio	$4,92 \times 10^{13}$	$1,86 \times 10^7$	16,0	$2,46 \times 10^3$	$1,09 \times 10^4$	$4,26 \times 10^5$	1	$6,34 \times 10^{10}$	$6,04 \times 10^7$
B.T.U.	$7,78 \times 10^2$	$2,93 \times 10^{-4}$	$2,52 \times 10^{-1}$	$3,85 \times 10^{-8}$	$1,72 \times 10^{-7}$	$6,71 \times 10^{-6}$	$1,15 \times 10^{-11}$	1	$9,25 \times 10^{-4}$
pie cúbico de gas natural	$8,17 \times 10^5$	$3,08 \times 10^{-1}$	26,5	$4,07 \times 10^{-5}$	$1,81 \times 10^{-4}$	$7,04 \times 10^{-3}$	$1,66 \times 10^{-8}$	$1,01 \times 10^3$	1

Un barril es aproximadamente igual a 42 galones (en USA).

Los factores de conversión para el carbón, petróleo y gasolina son para tipos medios. Todos los factores de conversión implican conversiones directas de una unidad a otra. No se tienen en cuenta, por ejemplo, rendimientos de conversiones térmicas a eléctricas.

Figura 1.5: Conversiones energéticas usuales.

En épocas posteriores se acrecentó sin cesar la eficacia de la máquina de Watt, principalmente mediante la aplicación de vapor cada vez más caliente a

presiones cada vez más altas. Esto llevó a que muchos países adoptaran la energía de la máquina de vapor, lo que produjo un abandono de los campos y de las industrias domésticas, iniciándose la denominada Revolución Industrial.

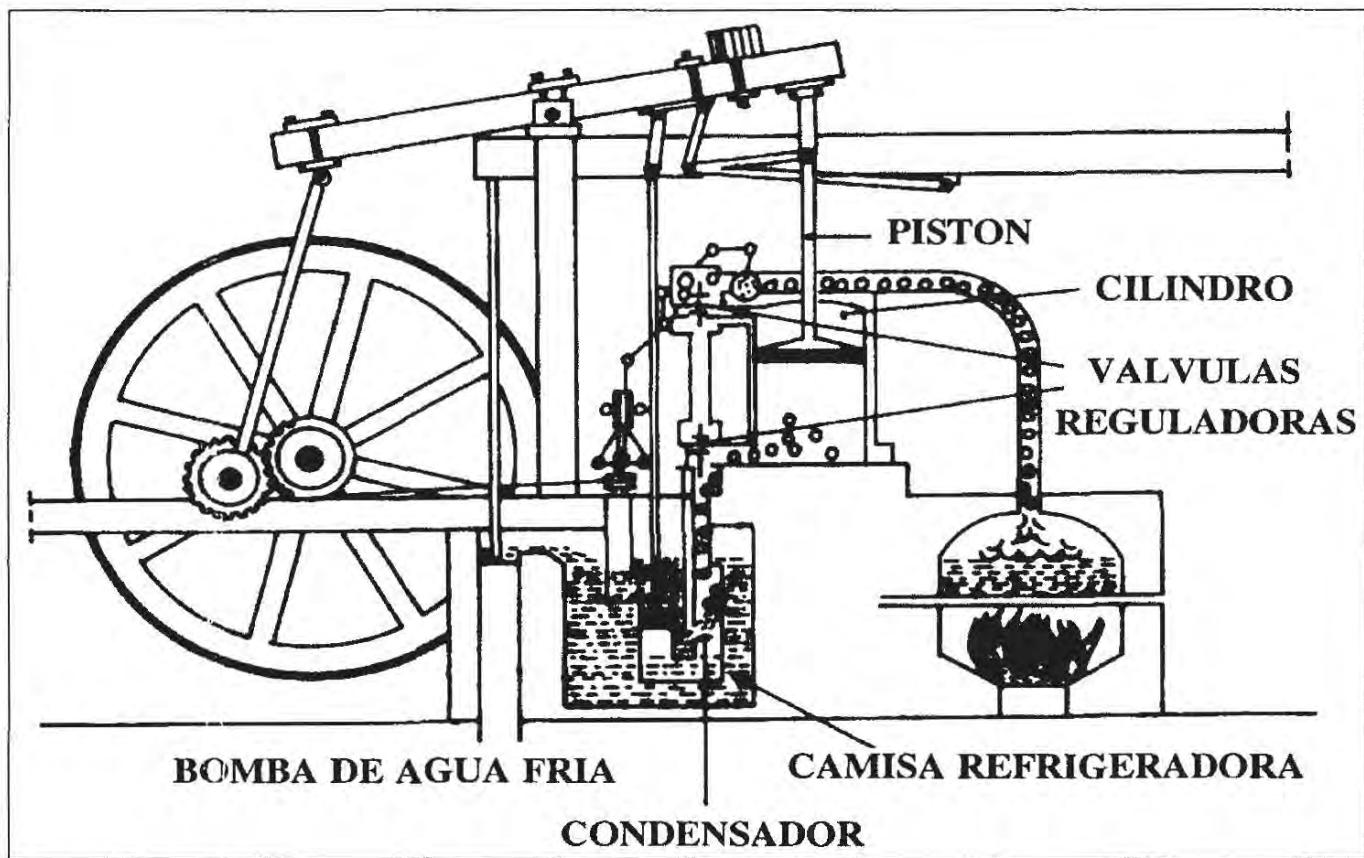


Figura 1.6: Máquina de vapor de Watt.

La máquina de vapor revolucionó también el transporte. Dentro del transporte marítimo, en 1787 el americano John Fitch construyó el primer barco de vapor funcional, pero su aventura fue un fracaso financiero. Diez años después, Robert Fulton botó su barco de vapor con tanta publicidad, que se le consideró su inventor. A partir de 1830, los barcos de vapor cruzaron ya el Atlántico propulsados por hélices, una mejora considerable en comparación con las ruedas laterales de palas.

En 1884 un ingeniero británico, Charles Parsons, ideó una gran mejora de la máquina de vapor relativa a los buques: en vez de que el vapor hiciese funcionar un pistón que, a su vez, movía una rueda, dirigió una corriente de vapor directamente contra las paletas de la rueda, con lo que ésta podría resistir más calor y alcanzar mayores velocidades. Se había inventado la primera *turbina de vapor* práctica, y no pasó mucho tiempo antes de que todos los barcos fuesen movidos por este tipo de turbinas.

Mientras tanto, en el transporte terrestre también comenzaba a dominar la máquina de vapor. En 1814, el inglés George Stephenson, basándose en trabajos anteriores de Richard Trevithick, construyó la primera locomotora funcional de vapor. El movimiento alternativo de los pistones movidos a vapor pudo hacer girar las ruedas sobre los rieles de igual manera que había hecho girar con anterioridad las ruedas de palas en el agua. Alrededor de 1830, el americano Peter Cooper construyó la primera locomotora comercial de vapor y en 1869 ya había quedado cubierta toda la superficie de los EE.UU. por una red ferroviaria.

Todos estos avances fueron conseguidos gracias a la formulación del Primer Principio de la Termodinámica por Heinrich von Helmholtz en 1847 y el Segundo Principio por Rudolf Clausius en 1850, ya que de esta forma se pudo comprender el funcionamiento de las máquinas de vapor.

A mitad del siglo XIX, el desarrollo tecnológico no había alcanzado el punto en que se requiriesen fuentes de energía especiales. De hecho, hasta 1865 la madera fue la principal fuente energética, que proveía entre el 80 y el 90% del combustible necesario.

Aunque desde 1820 había comenzado la explotación a gran escala del carbón, en 1859 comienza a utilizarse el petróleo, al perforar Edwin Drake el primer pozo petrolífero de la historia, en Pennsylvania (EE.UU.). Durante los siguientes 50 años los usos del petróleo resultaron limitados, pero con la llegada del motor de combustión interna (Nikolaus Otto, 1876) empezó a existir una gran demanda de petróleo.

En contrapartida, con la creciente disponibilidad del petróleo, se produjo una gran explosión de nuevos inventos tecnológicos: el generador eléctrico (Friedrich von Hefner, 1872), la luz eléctrica (Thomas Edison, 1879) y el automóvil (Gottlieb Daimler y Karl Benz, 1885). La primera central eléctrica de corriente alterna, construida por George Westinghouse en 1893, significó además el comienzo de un sistema de distribución de energía de uso cotidiano.

## **El siglo XX hasta la crisis energética**

El uso de la energía aumentó bruscamente durante la primera década del siglo XX, siendo necesario doblar la producción de carbón y cuadruplicar la de petróleo. Asimismo, la producción de energía eléctrica casi se triplicó en cinco

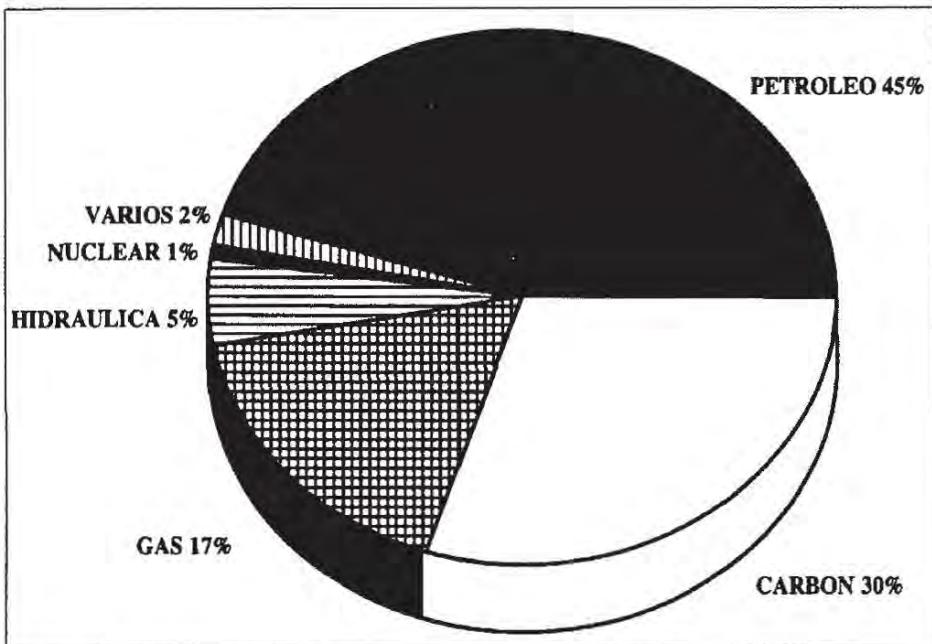


Figura 1.7: Estructura energética mundial en 1973.

1925 sólo era tres veces mayor y en 1930, era sólo del doble. Finalmente, el consumo de petróleo superó al de carbón justo después de la Segunda Guerra Mundial y siguió creciendo posteriormente.

Finalmente, el ser humano descubrió la energía nuclear. Los primeros estudios sobre materiales radiactivos se llevaron a cabo en Francia y Gran Bretaña a finales del siglo pasado. Pero fue en 1938, en Alemania, cuando Otto Hahn logró la primera fisión artificial del átomo de uranio; en 1942, Enrico Fermi construyó el primer reactor nuclear en EE.UU. A pesar de las esperanzas de rápido desarrollo, esta fuente de energía ocupaba, a mitad de los años setenta, sólo una pequeña parte de la producción mundial de energía. En efecto, la estructura energética de 1973, año en que se consumían en el mundo más de 6.000 millones de tep (toneladas equivalentes de petróleo), era aproximadamente la que muestra la Figura 1.7. En ese momento comenzó la llamada crisis *energética*.

## Desde la crisis de 1973 hasta la actualidad

A comienzos de los años setenta se hizo patente que los combustibles fósiles, que durante tanto tiempo habían sido la base en que se fundamentaba el mundo moderno, podían quedar agotados en un futuro no demasiado lejano. Por primera vez se invertía la relación entre el ritmo de descubrimiento de reservas y el crecimiento del consumo, con lo que ante la Humanidad se presentaba la

años (de 1902 a 1907) y, sobre 1917, el consumo de electricidad era más de siete veces mayor de lo que era a principios de siglo.

Después de la Primera Guerra Mundial, la producción de carbón comenzó a caer estrepitosamente. En 1918, su consumo era seis veces superior al del petróleo, en

perspectiva realista, basada en evaluaciones científicas, de que el agotamiento de estos recursos se produciría durante la próxima generación.

Este hecho y factores de tipo económico indujeron a los países de la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo), que en 1973 controlaban el 67% del mercado mundial de los crudos, a decretar un embargo petrolífero, con el consiguiente aumento de los precios de los crudos. Posteriormente, y como consecuencia de un círculo vicioso, estos precios siguieron subiendo, produciéndose otro aumento brusco en 1979 (*segunda crisis del petróleo*).

Las dos crisis sucesivas del petróleo hicieron pasar la factura petrolera del 0,5 al 5% del producto interior bruto mundial. Esto significó que el 4,5% de la renta mundial fue a parar directamente a unos pocos países para pagar prácticamente los mismos bienes que se estaban comprando antes de la crisis, lo cual produjo en primer lugar una fuerte caída en la demanda, y a continuación una gigantesca ola inflacionista, producida por unas políticas económicas relajadas que trataban de luchar contra la crisis. En los países exportadores, este enorme flujo de riqueza no supo ser aprovechado adecuadamente, llevándose a cabo proyectos de dudosa rentabilidad o que nunca funcionaron y que acabaron con la mayor parte de las rentas recibidas.

Sin embargo, el mundo industrializado reaccionó de forma diferente. Un fuerte endurecimiento de las políticas monetarias reduciría drásticamente la inflación, el aparato industrial era reconvertido a costa de un duro ajuste y los consumos de petróleo, drásticamente reducidos. Aunque la demanda de petróleo se mostraba altamente inelástica a corto plazo, se comprobaría que no sucedía lo mismo a largo plazo.

Todo ello llevó a que la demanda mundial de petróleo por habitante fuera en 1985 un 12% inferior a la de 1973 y, lo que es más importante, a una reducción del mercado controlado por la OPEP, que ha pasado a sólo el 32%. Esta pérdida de control y la falta de solidaridad manifiesta de los miembros de la organización, incumpliendo los acuerdos sobre cantidades y precios, hicieron inevitable un hundimiento del mercado.

Este hundimiento se produjo a principios de 1986, situándose los precios del petróleo alrededor de 12 dólares/barril y estabilizándose en los años siguientes en una banda comprendida entre 15 y 20 dólares/barril (Figura 1.8). El

consumo en 1997 era de alrededor de una 9.000 millones de tep, pero su estructura seguía siendo muy similar a la de 25 años antes.

En este marco, las políticas energéticas de los países desarrollados siguen manteniendo los objetivos de desarrollo económico, seguridad de suministro y protección del medio ambiente, para lo que son instrumentos válidos la diversificación de fuentes energéticas y sus procedencias, la mejora de la eficiencia en el uso y conservación de la energía y la investigación y desarrollo de nuevas tecnologías.

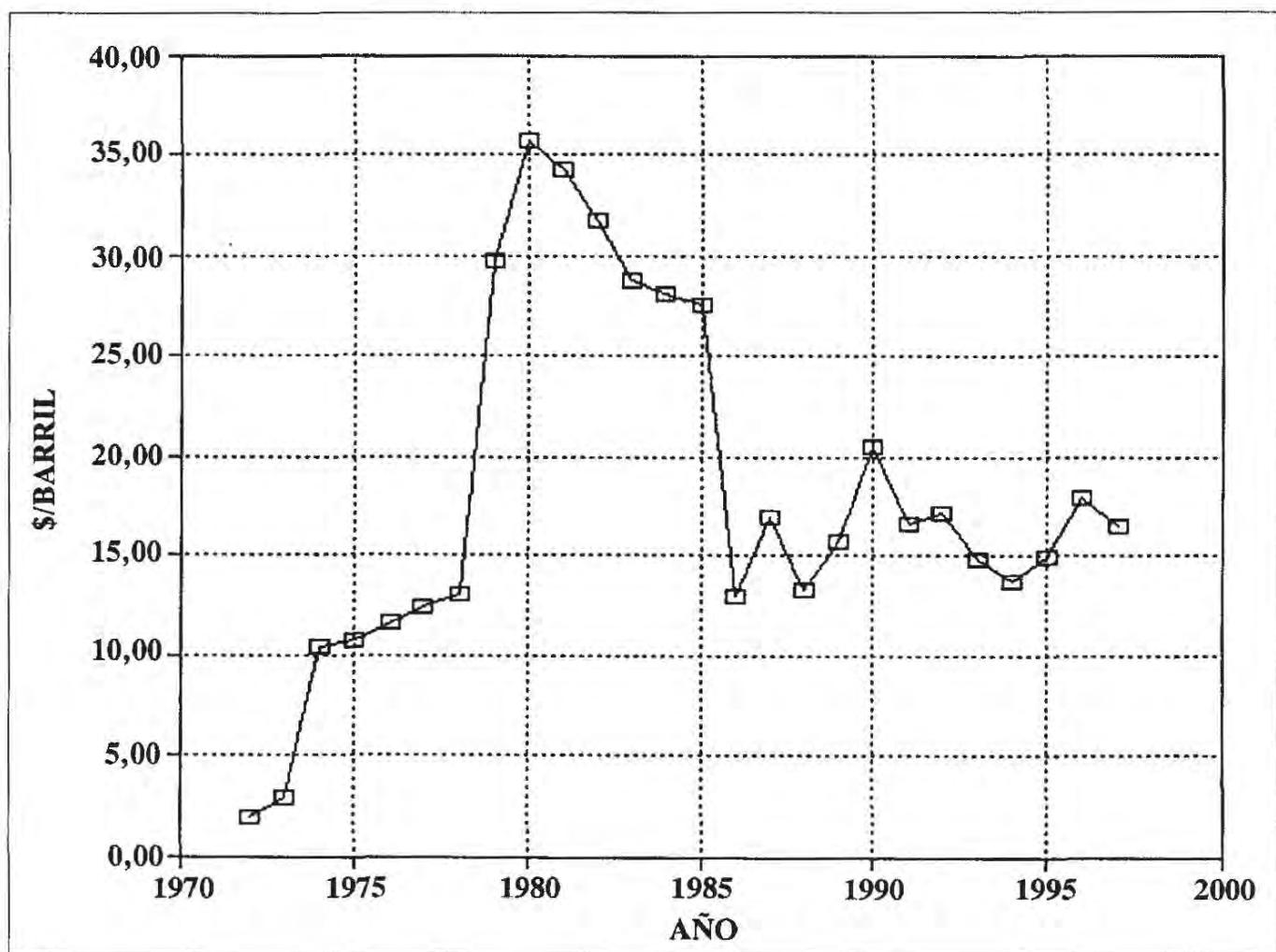


Figura 1.8: Evolución de los precios del petróleo.

La Historia ha enseñado al ser humano que se requieren muchos decenios para pasar de una fuente energética a otra. Así, la sustitución de la leña por el carbón y después, de éste por el petróleo, necesitó más de medio siglo. Estos cambios se realizaron en condiciones favorables de crecimiento económico rápido y disminución constante de los costes de las nuevas fuentes de energía.

En cambio, de ahora en adelante, la tarea de mantener un aprovisionamiento suficiente será, en muchos aspectos, más difícil. La población mundial se está incrementando actualmente a un ritmo sin precedentes, previéndose su duplicación en los próximos 50 años. Por otro lado, debido a la marcada influencia de la actual estructura energética en el nivel de vida de todos los países del mundo, el agotamiento de estos recursos naturales implica un gran desafío. Parece pues que, con la crisis energética se ha abierto una etapa de transición, que podría durar hasta que se logre sustituir la actual fuente de energía por otra.

Mientras tanto, el consumo de hidrocarburos seguirá siendo fundamental para el funcionamiento de la sociedad, siendo necesario diversificar las fuentes de energía, según las condiciones y posibilidades de cada país, para que cada comunidad procure encontrar su propia alternativa energética en función de sus recursos naturales.

El despertar de la responsabilidad en el campo energético de todos los países del mundo debe ir acompañado de una labor de clarificación de conceptos a la opinión pública. Aunque ya se ha producido una mayor sensibilización de la misma frente a la necesidad de emprender políticas de conservación y ahorro energético, todavía es necesario proceder a una amplia información relativa a la imprescindible adopción de tecnologías basadas en soluciones energéticas alternativas, principalmente de aquéllas procedentes de fuentes renovables.

Algo sí es seguro, y es que los modelos predominantes de crecimiento ya no pueden seguir basándose en los actuales sistemas energéticos. Estudios recientes han demostrado que, dado que suele existir una marcada correlación positiva entre el grado de desarrollo de un país y su utilización de energía, es posible elaborar estrategias de desarrollo que requieren un consumo de energía menor que en el pasado. Los nuevos sistemas energéticos habrán de elaborarse para todos los países sobre la base de una mayor diversificación y autosuficiencia y de un aumento considerable de la utilización eficaz de las fuentes de energía.

## **RECURSOS ENERGÉTICOS**

Los alrededor de 7.000 millones de habitantes que pueblan la Tierra utilizan aproximadamente unos 12 TW de potencia energética, cifra que equivale a alrededor de 1,7 kW/hab. El problema reside en que este valor no es uniforme en todo el mundo: mientras que en los países industrializados es de unos 6 kW/hab, en el

resto del mundo (un 75% de la Humanidad) no llega a los 0,5 kW/hab y más de 500 millones de personas viven con un consumo inferior a 0,1 kW/hab. Dicho de otro modo, el consumo de energía reproduce casi exactamente los perfiles del actual sistema económico mundial.

A juzgar por las previsiones más dignas de crédito, en los primeros años del siglo XXI habitarán en el planeta unos 8.000 millones de personas, que consumirán un promedio de unos 3 kW/hab. Esto representa un consumo energético total de 24 TW, unas dos veces el consumo actual. Cincuenta años después, en el 2050, la Tierra podría contar con 10.500 millones de habitantes, con un consumo medio de unos 5,3 kW/hab, representando un total mundial de 56 TW, unas cuatro veces y media el consumo actual de energía.

En estas condiciones se plantea una cuestión obvia: si las reservas energéticas se están agotando, ¿de dónde se obtendrá toda esa cantidad de energía?. Para contestar a esta pregunta es necesario estudiar la panorámica de los distintos medios energéticos que se encuentran hoy en fase de explotación o investigación y que previsiblemente acompañarán a los seres humanos en su andar hacia el futuro.

A este respecto es imprescindible diferenciar las fuentes energéticas según su origen, ya que de él no sólo dependerá su posible duración sino que además encauzará la tecnología de aprovechamiento de las mismas. Se distinguen así:

- Energías no renovables, de origen terrestre, ya que llevan almacenadas en la Tierra durante millones de años y, por lo tanto, son recursos finitos (capital energético) y de distribución geográfica irregular.
- Energías renovables, que tienen su origen en el flujo continuo de la energía del Sol (renta energética) y se disipan a través de ciclos naturales.

## Fuentes de energía no renovables

Dentro de las fuentes de energía no renovables se consideran los combustibles fósiles actualmente utilizados (carbón, petróleo, gas natural), así como el uranio, materia prima imprescindible en la producción de la energía nuclear de fisión. Estas fuentes energéticas son consideradas actualmente como **convencionales**, pero existen otras fuentes alternativas, cuyo estudio para su aprovecha-

miento a gran escala se ha iniciado hace pocos años: se trata de las pizarras bituminosas y las arenas asfálticas. Curiosamente, España tiene cierta experiencia en la explotación de pizarras bituminosas, de las que un importante yacimiento en Puertollano (Ciudad Real) comenzó a ser explotado en los años cincuenta, yacimiento que entonces era rentable, debido a las dificultades económicas de la época.

Los combustibles fósiles tienen su origen en la descomposición de materiales biológicos formados hace casi 100 millones de años, estando su energía contenida en los enlaces químicos.

El **carbón** es el principal combustible fósil en cuanto a la cantidad existente. Sus reservas económicamente explotables se cifran en algo más de un billón de toneladas, de las que más del 60% se encuentran en EE.UU., ex-URSS y República Popular China.

En el año 1950 el carbón cubría el 60% de las necesidades energéticas mundiales. En la actualidad, este porcentaje se ha reducido a la mitad, siendo la cifra de producción absoluta de aproximadamente 4.000 millones de Tm/año.

Sin embargo, la utilización del carbón plantea una serie de problemas aún no resueltos totalmente; a las grandes dificultades derivadas de su explotación y transporte hay que añadir los problemas ambientales, ya que el carbón produce en su combustión compuestos contaminantes. Por estos motivos se están investigando diversos modos de transformar el carbón en un combustible líquido o gaseoso, para poder utilizarlo más eficazmente.

Los procesos de licuefacción del carbón consisten en el paso de la potencia energética almacenada en el mismo a otros derivados líquidos, que están exentos de cenizas, azufre y otros contaminantes, cuya combustión es controlable y cuyo manejo es más fácil. La gasificación del carbón, proceso más drástico que el de la licuefacción, produce gases combustibles de composición variable que pueden ser utilizados como tales o ser transformados en combustibles líquidos o en diversos productos químicos.

El **petróleo** es, indudablemente, el combustible fósil más útil, principalmente porque es muy fácil de transportar, y continuará siendo la principal fuente de energía, aunque disminuyendo su participación de una forma progresiva.

Hasta el momento se ha consumido aproximadamente la tercera parte de los 150.000 millones de toneladas descubiertas. De las reservas que quedan sin explotar, más de la mitad se encuentran en Oriente Medio. De cualquier forma existen otros 150.000 millones de toneladas de petróleo que hoy no son económicamente explotables, pero que podrían extraerse por procedimientos muy costosos.

Los productos que se pueden obtener de esta fuente de energía son de sobra conocidos, siendo procesado el petróleo tanto en refinerías como en complejos petroleoquímicos, donde se utiliza como materia prima para la obtención de muy diversos e importantes productos de la vida cotidiana actual (por ejemplo, los plásticos).

**El gas natural** es un combustible limpio y conveniente, con buenas aplicaciones en los más diversos sectores. Las reservas mundiales son amplias, unos 65.000 millones de tep, aunque el futuro papel del gas natural como fuente energética vendrá determinado no sólo por sus reservas, sino también por cómo se resuelvan los problemas de transporte y distribución del gas desde los pozos a los consumidores y por las políticas de exportación seguidas por los países productores.

Actualmente la mayor parte del gas natural se transporta por gasoductos, habiéndose construido a lo largo de todo el mundo más de 50.000 km de tuberías destinadas a tal fin, lo que representa una importantísima infraestructura de distribución de esta fuente de energía.

**Los combustibles fósiles alternativos**, pizarras (o esquistos) bituminosas y arenas asfálticas (alquitranadas) presentan un lazo de parentesco geológico bastante estrecho con el petróleo. Sin embargo, las primeras preceden al petróleo, mientras que las segundas son el resultado de la degradación de los crudos clásicos.

Las pizarras bituminosas son rocas ricas en querógeno, sustancia orgánica sólida precursora del petróleo que se descompone en hidrocarburos cuando queda hundida a varios miles de metros de profundidad y sometida a temperaturas de 60 a 110°C. Cuando la roca se encuentra a escasa profundidad (bajas presiones y temperaturas), como sucede con las pizarras, el querógeno permanece estable y sólo se pueden generar los hidrocarburos por procedimientos

técnicos tales como la pirólisis. Las pizarras bituminosas constituyen, pues, la roca madre potencial del petróleo, que no ha sufrido hundimientos bajo nuevas capas sedimentarias ni la consiguiente elevación de temperatura.

Por el contrario, las **arenas asfálticas** se sitúan mucho más tardíamente en la geología del petróleo. De hecho, se trata de yacimientos de crudo clásico que se han acumulado en zonas porosas (arenas), donde se han degradado las fracciones más ligeras, mientras que los componentes pesados han permanecido intactos. Es decir, el petróleo normal ha sido progresivamente modificado hasta formar un alquitrán pesado, viscoso y muy a menudo rico en azufre atrapado en bolsas de arena, lo cual hace que se le conozca como arena asfáltica o alquitranada.

Las reservas de estos combustibles fósiles son muy importantes, del orden de 350.000 millones de tep, pero su actual utilización es muy pequeña, debido a los problemas inherentes a la extracción del combustible de las rocas que lo acompañan. Aunque se han propuesto diversos sistemas de recuperación del combustible, siguen las investigaciones al respecto, buscando mejorar las tecnologías existentes e intentando desarrollar otras nuevas que permitan reducir los elevados costes actuales de producción.

El **uranio** es el combustible fundamental para la obtención de energía nuclear de fisión. Este proceso consiste en bombardear un núcleo de uranio con neutrones que provocan su división (fisión) en núcleos más ligeros, originando una reacción en cadena que libera enormes cantidades de energía.

La primera reacción nuclear en cadena se produjo en Chicago (EE.UU.) en 1942. Desde entonces están en funcionamiento, construcción o en proyecto más de 550 centrales nucleares, con una potencia de más de 400.000 MW. La demanda actual de uranio (30.000 Tm/año) es inferior a la oferta (50.000 Tm/año), situación que se conservará hasta casi finales de siglo, según sea el crecimiento de la potencia nuclear instalada. Así, puede decirse que las reservas de uranio garantizan suministros de materia prima energética durante los próximos 15 ó 20 años, utilizando reactores térmicos tradicionales y que si continúan estos sistemas, en el primer cuarto del siglo XXI se agotará esta fuente de energía.

Son del dominio público las incertidumbres que rodean a la fisión nuclear, tanto respecto a su seguridad como a su aceptación. Aún ausentes estos proble-

mas, existen razones sustanciales para dudar que la fisión nuclear pueda ser utilizada en la escala necesaria para evitar una dependencia continuada y creciente de los combustibles fósiles, por lo menos en las próximas décadas.

Finalmente, no se puede hablar de la energía nuclear sin citar la debida al proceso de fusión, consistente en unir dos núcleos ligeros (deuterio y tritio, isótopos del hidrógeno) para formar uno más pesado (helio), de menor contenido energético, con lo que se liberan grandes cantidades de energía. Obsérvese que el deuterio puede obtenerse en cantidades ilimitadas a partir del agua del mar y el tritio se obtiene irradiando con neutrones el litio (elemento muy abundante) en el reactor de fusión. En este caso, pues, no existe problema alguno de disponibilidad de combustible, por lo que se está tratando con una energía renovable, cuyo residuo de operación es limpio.

Sin embargo, no se ha incluido su estudio bajo el apartado de las fuentes renovables de energía, dado que la fusión nuclear sólo se conoce sobre la Tierra en forma de bomba de hidrógeno, ya que aún la tecnología no ha hecho factible los reactores de fusión, que no se espera que sean comerciales antes del año 2050. Ello es debido a que, para obtener una reacción de fusión, hay que someter el combustible a temperaturas de varios millones de grados durante el tiempo suficiente, lo que hasta ahora sólo ha logrado la Naturaleza, ya que el Sol es realmente un inmenso reactor de fusión que proporciona las denominadas *energías renovables*.

Como resumen del estudio de las fuentes de energía no renovables, en la Figura 1.9 se muestran los recursos mundiales estimados de dichas energías (datos que suelen ser discrepantes unos de otros, según la bibliografía consultada), clasificadas en tres grupos por su importancia económica:

- Grupo 1: Fuentes de importancia económica actual a nivel regional, con tecnologías plenamente desarrolladas.
- Grupo 2: Fuentes de poca importancia económica actual a nivel regional o con tecnologías poco desarrolladas y que presentan interés a medio plazo.
- Grupo 3: Fuentes no utilizables actualmente, con tecnologías poco o nada desarrolladas y que presentan interés a largo plazo.

GRUPO	FUENTE	RECURSOS (tep)
1	<b>Combustibles fósiles:</b> Petróleo Gas natural Carbón	$3,1 \times 10^{11}$ $2,4 \times 10^{11}$ $7,0 \times 10^{12}$
	<b>Combustibles nucleares (fisión):</b> Uranio	$8,4 \times 10^{10}$
2	<b>Hidrocarburos no tradicionales:</b> Pizarras bituminosas Arenas asfálticas	$3,5 \times 10^{11}$ $3,5 \times 10^{11}$
	<b>Combustibles nucleares (fisión):</b> Torio	$2,4 \times 10^{12}$
3	<b>Combustibles nucleares ( fusión):</b> Deuterio	$2,4 \times 10^{17}$

Figura 1.9: Recursos energéticos mundiales de fuentes no renovables.

## Fuentes de energía renovables

Las fuentes de energía renovables son aquéllas que proceden del flujo de energía que recibe continuamente la Tierra, y que tiene su origen en el Sol, aunque en ciertos casos existe una cierta contribución de los campos gravitatorios terrestre y lunar.

Aunque el 30% de la energía procedente del Sol es reflejada por la atmósfera terrestre, el 70% restante la atraviesa experimentando o no cambios en sus características, lo que da lugar a las distintas fuentes renovables de energía (Figura 1.10), cuyas formas de captación y aprovechamiento serán asimismo diferentes.

La energía procedente del Sol que atraviesa la atmósfera sin experimentar cambios sensibles, se denomina **energía solar directa**, siendo la que proporciona a los seres vivos luz y calor.

La diferente distribución de la energía solar en la atmósfera influye asimismo en el movimiento de las masas de aire. Cuando el aire se calienta tiende a subir y es rápidamente sustituido por aire más frío, fenómeno que constituye el origen de los vientos. Por consiguiente, la **energía eólica**, o energía

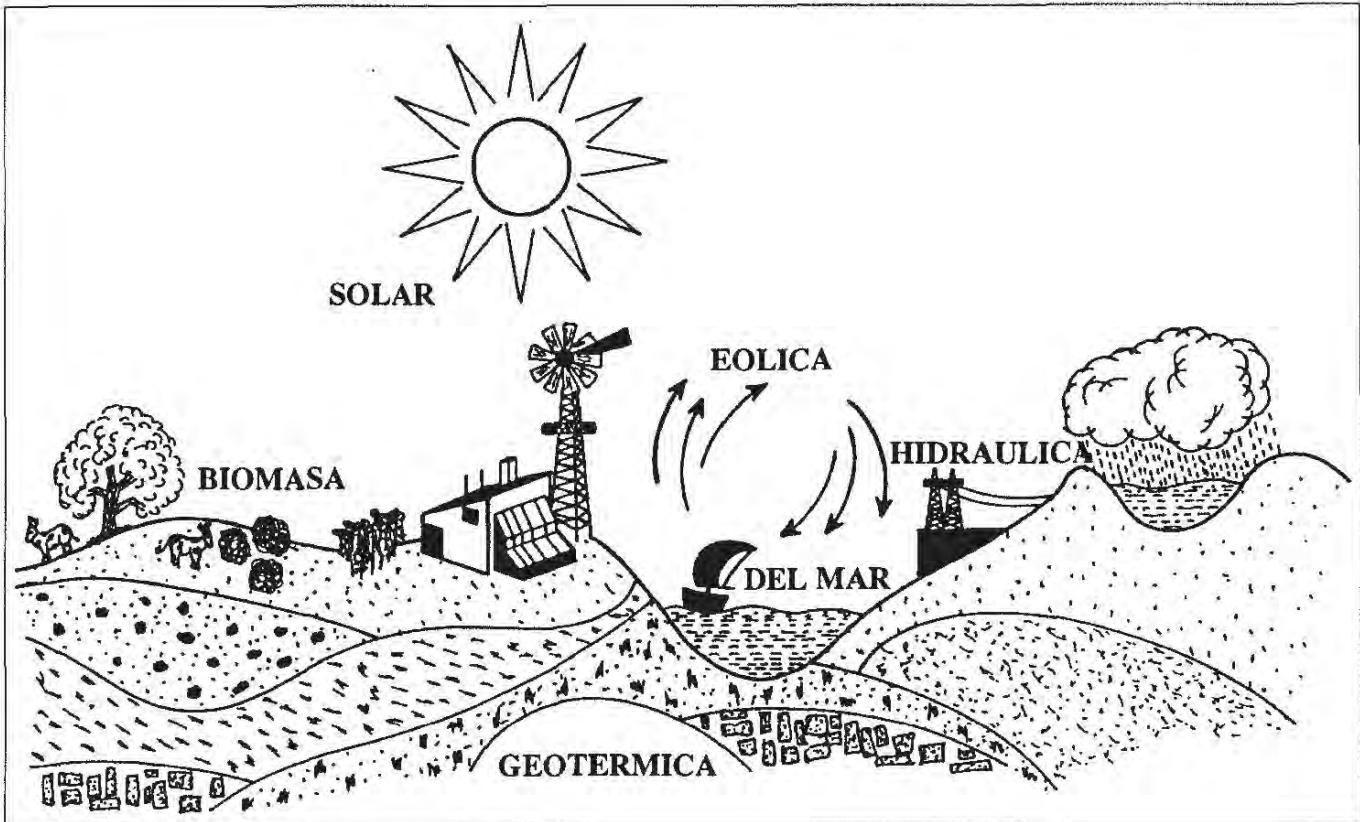


Figura 1.10: Energías renovables.

contenida en el viento es una forma indirecta de la energía solar y, por tanto, de naturaleza renovable.

Otra parte de la energía solar que penetra en la atmósfera es absorbida por las plantas verdes para su crecimiento, que la almacenan en forma de energía química. Este es el primer eslabón de lo que se conoce como **energía de la biomasa**, que se extiende posteriormente a todos los seres vivos e inevitablemente está contenida en los diferentes tipos de residuos orgánicos que aquéllos generan.

Por su parte, la energía contenida en el interior de la Tierra o **energía geotérmica** tiene también su origen remoto en el Sol. Muchas veces se considera esta fuente de energía como no renovable, dado que no es debida al flujo energético continuo procedente del exterior de la Tierra. Sin embargo, la continua disipación de la misma debida, entre otras razones, a la fricción de las rocas internas de la corteza terrestre, hace que su flujo se pueda considerar prácticamente inagotable, por lo que se estudia como fuente renovable en diversas ocasiones.

Cuando el agua del mar absorbe la energía solar, se evapora y pasa a la atmósfera. Sin embargo, después de un cierto tiempo, vuelve a caer en forma

líquida o sólida, acumulándose a diferentes alturas sobre la tierra. La energía potencial que poseen estas masas de agua situadas a cierta altura se transforma en energía cinética al precipitarse agua hacia zonas más bajas. A la energía contenida por el agua en las condiciones citadas se la denomina **energía hidráulica** y se trata, evidentemente, de una fuente renovable de origen solar.

Finalmente, la acción sobre los océanos de las fuerzas gravitacionales de la Luna, del calor solar y de los vientos originan, respectivamente, tres manifestaciones de la **energía del mar**: mareas, gradientes térmicos y olas que, debido a los fenómenos implicados, se pueden considerar asimismo energías renovables.

Ahora bien, el hecho de que una fuente de energía sea renovable, no quiere decir que sea abundante o que su explotación resulte gratuita. Respecto al primer punto, en la Figura 1.11 se muestran los recursos estimados de estas fuentes energéticas, en las condiciones de fiabilidad bibliográfica y económicas citadas para las fuentes no renovables. Por otra parte, en los últimos años se ha intentado revisar los conocimientos tecnológicos en relación con los diferentes procedimientos para captar y transformar estas fuentes en energía útil al mínimo coste posible. Debido al gran interés despertado por las mismas en función de su bajo o nulo deterioro del medio ambiente y en relación al posible agotamiento de las fuentes energéticas convencionales, se ha incrementado enormemente el estudio de sus posibilidades de utilización con vistas a encontrar en ellas una alternativa frente a los combustibles fósiles y nucleares.

En la actualidad se admite ampliamente que la dificultad no radica en el desarrollo de una tecnología apropiada para el aprovechamiento de estas fuentes, sino en la mejora de las condiciones económicas, sociales y políticas para lograr la difusión de los principios básicos de dicha tecnología, a fin de que pueda ser usada a gran escala.

Así, deben coincidir una serie de factores para que exista una alta probabilidad de éxito de las tecnologías de aprovechamiento de las fuentes energéticas renovables, que se pueden resumir en los siguientes puntos:

- Conocimiento de las necesidades y posibilidades.
- Demanda popular.

- Grado de integración en los sistemas energéticos actuales.
- Sencillez y bajo coste de la tecnología.
- Apoyo institucional, tanto educativo como económico.

GRUPO	FUENTE	RECURSOS (tep)
1	Hidráulica	$1,7 \times 10^9$
2	Solar Eólica Biomasa Geotérmica <b>Energía del mar:</b> Mareas	$9,8 \times 10^{13}$ $1,4 \times 10^{10}$ $2,8 \times 10^9$ $2,3 \times 10^{16}$ $1,9 \times 10^9$
3	<b>Energía del mar:</b> Gradientes térmicos Olas	$2,8 \times 10^{13}$ $1,7 \times 10^9$

Figura 1.11: Recursos energéticos mundiales de fuentes renovables.

Todos los factores enumerados constituyen, en definitiva, serias barreras para el desarrollo a gran escala de las fuentes de energía renovables. La complejidad del problema requiere la preparación de planes a largo plazo y una amplia cooperación internacional, en la que participen tanto la iniciativa pública como la privada.

## LA SITUACIÓN ENERGÉTICA EN ESPAÑA

La evolución del consumo de energía en España se desarrolla en tres etapas claramente diferenciadas:

- Hasta el Plan de Estabilización (1959).
- Desde el Plan de Estabilización hasta 1973.
- Desde 1973 hasta la actualidad.

La primera etapa comienza con los procesos iniciales del desarrollo industrial, después de los tímidos intentos de industrialización de mediados del

siglo pasado (textil y acerías), en que se produjo una acumulación de capital en algunas regiones españolas. Pero es a partir de la Primera Guerra Mundial cuando la industrialización española conoce una etapa real de desarrollo debido, fundamentalmente, a las demandas exteriores, lo que provoca un fuerte incremento del consumo energético, principalmente en forma de carbón.

En los años siguientes a la Guerra Civil, la demanda crece de forma muy lenta y se basa principalmente en el consumo de carbón nacional y en el aprovechamiento de los ríos con la masiva construcción de grandes pantanos, utilizándose además grandes cantidades de leña para consumo doméstico. El petróleo cubre solamente una pequeña parte de la demanda energética. La producción de energía eléctrica en este período se multiplica casi por cinco y su práctica totalidad es de origen hidráulico, ya que la producción de origen térmico (fuel y carbón) no sería importante hasta la década de los sesenta.

En la segunda etapa, que arranca desde el Plan de Estabilización de 1959, se produce un gran salto de la industrialización y es la época del desarrollismo a ultranza. Durante este período, la estructura energética sufre cambios espectaculares, tanto cualitativos como cuantitativos. El crecimiento en el consumo de energía fue excepcional, multiplicándose por tres el consumo interior bruto de energía primaria en el período 1959-1973; el consumo de petróleo aumentó casi siete veces, el consumo de carbón permaneció casi constante, la producción de energía hidroeléctrica se multiplicó por tres y la potencia eléctrica instalada de origen térmico por seis. El crecimiento se produce con unas tasas anuales en el período considerado del 8%, muy superiores a las tasas mundiales.

En esta segunda etapa se introduce en 1963 en España el gas natural, que en 1973 significaba tan sólo el 1,8% del consumo de energía primaria. La energía nuclear se pone en funcionamiento en 1968, representando en 1973 el 2,5% del consumo energético primario.

La tercera etapa de la evolución del consumo de energía en España abarca desde la crisis energética de 1973 hasta hoy, en que el crecimiento de energía se ha visto reducido a una tasa del 2,5% anual acumulativo, lo que contrasta fuertemente con las tasas de los períodos anteriores. Todo ello ha sido consecuencia de la crisis económica generalizada y de la caída de la producción, que tuvieron como causas fundamentales las crisis del petróleo de 1973 y 1979.

Al contemplar lo que el sector energético representa dentro de la economía española, el primer rasgo que aparece es la crucial importancia de la energía dentro de la estructura económica, lo que implica que cualquier estrangulamiento en su suministro provocaría una paralización de la actividad. El tener supeditadas más de dos terceras partes del consumo a los abastecimientos exteriores implica un riesgo muy grande, ya que éstos son muy vulnerables. En lo referente a la producción interna, y ante la escasa disponibilidad de hidrocarburos, se apoya en más del 85% en la producción de carbón y hidroelectricidad que son, con mucha diferencia, los principales recursos energéticos españoles, al menos por momento.

Asimismo, más de la mitad de la energía producida en España se consume en la industria, en su casi totalidad diseñada y construida con anterioridad al comienzo de la crisis energética, y que mantiene unos consumos excesivos y demasiado costosos en el actual contexto energético mundial. Además, las posibilidades de ahorro dentro del sector industrial no son homogéneas: hay subsectores donde el consumo de energía es mínimo y en otros, en cambio, el empleo de energía es masivo. Ello ha significado que la crisis energética haya afectado en mayor medida a España que a otros países más industrializados, a pesar de nuestro menor consumo de energía por habitante.

La aprobación del PEN (Plan Energético Nacional) en 1979 fue el inicio de una nueva e importante etapa en la política energética española, con un plan global de actuación en el que se definían unos objetivos generales a medio y largo plazo, así como un conjunto de medidas basadas en el análisis de los mercados internacionales de materias primas, en el estudio de las tecnologías disponibles y en el examen detallado de la situación energética y económica mundial y española. Su contenido puede resumirse en los siguientes puntos:

- Reducir la dependencia del petróleo, ya que la situación de esta fuente de energía desaconseja su uso como elemento primordial del abastecimiento energético español.
- Asegurar una oferta energética suficiente y diversificada que permita el máximo crecimiento posible compatible con los equilibrios externo e interno de la economía española y una mejora en el bienestar y calidad de vida de la población. En el estudio de las soluciones para conseguir este objetivo se debían considerar la máxima utilización de energías de origen

nacional, entre las que se encuentran las energías renovables, y la conservación del medio ambiente.

- Moderar y racionalizar los consumos energéticos adaptándolos progresivamente a los recursos reales del país, al tiempo que se fomentaban cambios estructurales hacia sectores productivos menos consumidores de energía. Como herramienta eficaz para esta estrategia, se aplicaría una política de precios a coste real de las distintas fuentes energéticas y se disminuirían, hasta desaparecer, las subvenciones existentes.

Para la consecución de los objetivos básicos de la política energética del PEN, se diseñaron una serie de medidas que condicionaban notablemente el cumplimiento de los objetivos fijados de demanda y cobertura. Entre ellas se encontraban, de modo preferente, las relativas a la política de ahorro energético y uso racional de la energía.

La necesidad de actualizar periódicamente la estimación de la evolución y cobertura de la demanda energética aconsejó revisar el PEN en 1983, al haberse modificado sustancialmente las hipótesis de partida y logrado un progreso en la ejecución de algunos programas en curso. Sin embargo, las bases fundamentales del mismo permanecen invariables, ya que las líneas maestras de actuación en el sector energético siguen teniendo como objetivo esencial contribuir a un crecimiento económico sostenido, equilibrado y solidario. En esta línea también se aprobó en 1986 el Plan de Energías Renovables (PER), preconizando la penetración paulatina de estas fuentes en el contexto energético global.

La nueva revisión del PEN, 1991-2000, incluyó entre sus principales estrategias un Plan de Ahorro y Eficiencia Energética (PAEE), que englobaba actuaciones tendentes a mejorar la eficiencia y la diversificación de combustibles en el consumo de energía, así como al desarrollo de la cogeneración y de las energías renovables. El Programa de Energías Renovables contemplado en este plan ha significado que la aportación de estas energías se haya situado en 1997 en 7,5 millones de tep, representando más de un 7% del consumo de energía primaria en España.

## BIBLIOGRAFÍA

— C.E.E.; *La ley de conservación de la energía. Preguntas y respuestas*, Centro de Estudios de la Energía, Madrid (1981).

- CLARK, W.; *Energy for survival*, Anchor Books, Garden City, New York (1975).
- COMMONER, B.; *Energías alternativas*, Gedisa, Barcelona (1980).
- FERNANDEZ, J. y TRUJILLO, D.; *Sugerencias metodológicas en la ex-plicación de la Termodinámica*, Química e Industria, 27(7-8), 553-557 (1981).
- GENERALITAT DE CATALUNYA; *El libro blanco de la energía. Volumen 1: Balance de situación*, Generalitat de Catalunya, Departament d'Industria i Energía, Barcelona (1981).
- GRENON, M.; *La crisis mundial de la energía*, Alianza Editorial, Madrid (1974).
- HOYLE, F.; *¿Energía o extinción?*, Alianza Editorial, Madrid (1981).
- INGENIERIA QUÍMICA (ed.); *Anuario de energía 1980*, Ingeniería Química, Madrid (1980).
- INGENIERIA QUÍMICA (ed.); *Anuario de energía 1983*, Ingeniería Química, Madrid (1983).
- INGENIERIA QUÍMICA (ed.); *Anuario de energía 1994*, Ingeniería Química, Madrid (1994).
- JARABO, F. y FERNANDEZ, J.; *Energías alternativas renovables. ¿Un futuro para Canarias?*, Secretaría de Publicaciones, Universidad de La Laguna, La Laguna, Santa Cruz de Tenerife (1983).
- JONES, J.R., BARNETT, F.M., FRANZ, W.L., McKEE, A.G. y DIAZ, S.; *Fuentes de energía alternativas al petróleo*, Ingeniería Química, Mayo, 83-92 (1975).
- LEONATO, R.; *Posibilidades energéticas de España*, Boletín Informativo de la Fundación Juan March, 94, 3-14 (1980).
- MARÍN, F.; *Energía*, Alhambra, Madrid (1982).
- McMULLAN, J.T., MORGAN, R. y MURRAY, R.B.; *Recursos energéticos*, Blume, Barcelona (1981).
- MERRIL, R. y GAGE, T. (eds.); *Energy primer*, Dell Publishing Company, New York (1978).
- MINER (ed.); *Las energías renovables en España. Balance y perspectivas 2000*, Secretaría de Estado de Energía y Recursos Minerales, Ministerio de Industria y Energía, Madrid (1997).
- ORTEGA, J.; *Perspectivas de la energía a medio y largo plazo*, Ingeniería Química, Agosto, 49-57 (1977).
- PALZ, W.; *Panorámica de la energía*, en *Electricidad solar*, 2<sup>a</sup> ed., Blume, Barcelona (1980).
- PANIAGUA, J.L.; *Sobre energía, materias primas y política económica*, Ingeniería Química, Febrero, 121-128 (1976).
- POSTIGO, L.; *El mundo de la energía*, Ramón Sopena, Barcelona (1975).
- QUEROL, R.; *Las posibilidades de hidrocarburos en España y su influencia en las importaciones necesarias en el futuro*, Ingeniería Química, Marzo, 25-31 (1982).
- RUBIO, F.; *Física. Conceptos fundamentales*, Interinsular Canaria, Santa Cruz de Tenerife (1978).
- SCIENTIFIC AMERICAN; *La energía*, 2<sup>a</sup> ed., Alianza Editorial, Madrid (1979).
- TISSOT, B.; *Los nuevos petróleos*, Mundo Científico, 2(13), 406-414 (1982).
- VALVERDE, A.; *Potencialidad y posible aprovechamiento de las fuentes de energía renovables*, Técnica Industrial, 170, 17-25 (1983).
- VARIOS AUTORES; *Opciones energéticas. 1. Energías tradicionales*, U.I.M.P., Ministerio de Educación y Ciencia, Secretaría de Estado de Universidades e Investigación, Madrid (1981).
- VARIOS AUTORES; *Energía*, Papeles de Economía Española, 14, Fundación Fondo para la Investigación Económica y Social de las Cajas de Ahorros Confederadas, Madrid (1983).

## CAPÍTULO II

# ENERGÍA SOLAR

### EL SOL COMO FUENTE DE ENERGÍA

**E**l Sol es una estrella formada por diversos elementos en estado gaseoso (principalmente hidrógeno), con un diámetro de 1,4 millones de km. En su interior existen elevadas presiones, presentándose temperaturas de varios millones de grados que producen de forma espontánea e ininterrumpida un proceso de fusión nuclear, siendo éste el origen de la energía solar, que se disipa con una potencia de  $3,7 \cdot 10^{14}$  TW.

Pese a que el Sol lleva proporcionando esta energía durante 6.000 millones de años, aún existe suficiente cantidad de hidrógeno en su núcleo para mantener el ritmo actual de disipación energética durante otros 8.000 millones de años más, como mínimo, sin cambios significativos en su aspecto o en su comportamiento, por lo que se puede considerar como una fuente inagotable de energía.

Ahora bien, no toda la energía que emite el Sol llega a la Tierra, ya que ésta constituye sólo una superficie captadora insignificante, situada a 150 millones de km. Por ello, la potencia interceptada por la Tierra, 173.000 TW, es una parte muy pequeña de la emitida por el Sol. Aún así, esa potencia es aproximadamente 10.000 veces mayor que la que proporcionan todas las formas de energía que los seres humanos emplean en la Tierra.

Se define como *constante solar* la cantidad de energía solar recibida por unidad de superficie y unidad de tiempo sobre una superficie perpendicular al Sol situada en el límite de la atmósfera, a la distancia media anual Tierra-Sol. Su valor es de  $1.353 \text{ W/m}^2$  y representa la energía media que llega a la capa más externa de la atmósfera terrestre.

Por otro lado, esta energía corresponde a una radiación electromagnética formada por un conjunto de longitudes de onda ( $\lambda$ ), cuya velocidad de propaga-

ción es de 300.000 km/s. La descomposición de esta radiación origina el llamado espectro solar, el cual está formado por tres bandas de longitudes de onda, comprendidas entre los siguientes valores:

- Ultravioleta (UV):  $\lambda < 0,35 \mu\text{m}$
- Visible:  $0,35 < \lambda < 0,75 \mu\text{m}$
- Infrarrojo (IR):  $\lambda > 0,75 \mu\text{m}$

Cada longitud de onda transporta una cantidad de energía, siendo el valor máximo a  $0,47 \mu\text{m}$ , es decir, dentro de la zona visible del espectro solar. En conjunto, la radiación visible transporta el 47% de la energía solar, la radiación IR, el 46%, mientras que la radiación UV transporta el 7% restante.

## Radiación solar sobre la superficie terrestre

Toda la energía expresada por la constante solar no llega a la superficie de la Tierra; al atravesar la radiación solar la atmósfera terrestre, pierde intensidad, a la vez que se modifica su distribuciónpectral (Figura 2.1). Todo ello

es debido a complejos fenómenos de absorción, reflexión y difusión que tienen lugar en las capas de la atmósfera por acción de los gases que la constituyen, el vapor de agua, y las partículas en suspensión. En efecto, el nitrógeno y el oxígeno del aire tienen un poder de absorción muy débil, el ozono absorbe la mayor parte de la radiación UV y tanto el vapor de agua como el dióxido de carbono absorben una fracción de la radiación IR.

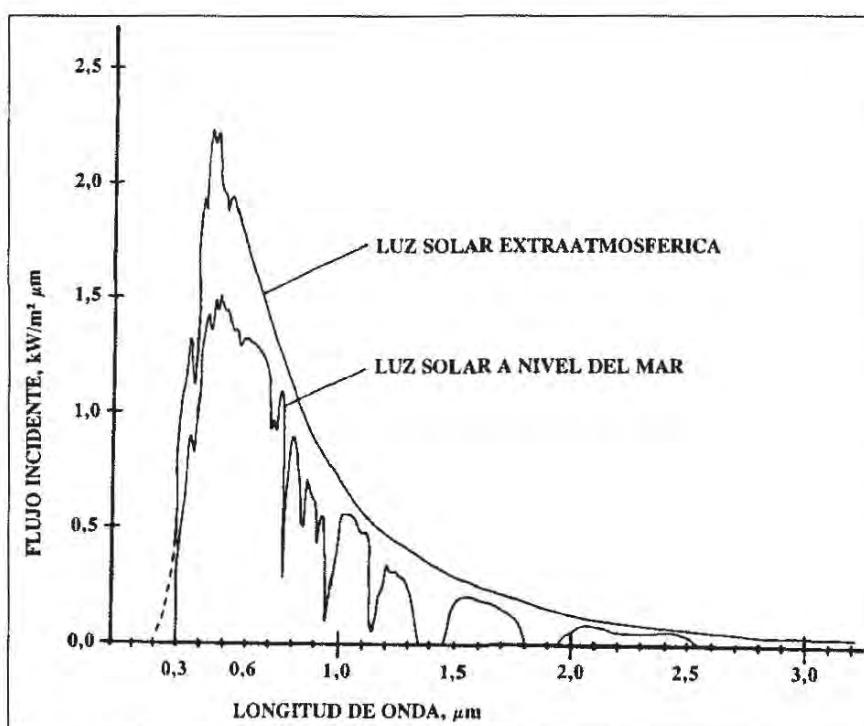


Figura 2.1: Distribuciónpectral de la radiación solar.

Además de estos factores, la disminución de la intensidad de la radiación depende del espesor de la capa de aire, de la situación geográfica del lugar, de la época del año, etc. Ello da una idea de la gran complejidad de los elementos que influyen en la intensidad de la radiación solar en un lugar determinado.

Todo ello hace que la energía que recibe la Tierra del Sol, o *radiación global*, tenga dos componentes bien definidas: la *radiación directa*, que es la que atraviesa la atmósfera sin sufrir cambio alguno (radiación enfocable por un sistema óptico) y la *radiación dispersa* (también denominada *radiación difusa*), debida a la dispersión por parte de los componentes de la atmósfera y al *albedo* (fracción de radiación solar dispersada por el suelo). La radiación dispersa no es enfocable por ningún sistema óptico.

Con todo esto, la radiación que llega al suelo es de unos  $900 \text{ W/m}^2$  (Figura 2.2), valor que equivale a unas 2.000 veces al consumo energético mundial.

La distribución de la energía solar que llega a la Tierra no es uniforme y los factores de que depende ésta son, por un lado, la hora del día, la latitud del lugar y la orientación de la superficie receptora, y por otro, las condiciones climatológicas. Los primeros factores son perfectamente calculables, pero las condiciones climáticas sólo son predecibles en términos estadísticos.

Todo ello hace necesario determinar experimentalmente la radiación solar que llega en cada momento a un lugar determinado, lo que se lleva a cabo mediante diferentes tipos de instrumentos. Así, los **piranómetros** miden la radiación global, los **piroheliómetros** miden la radia-

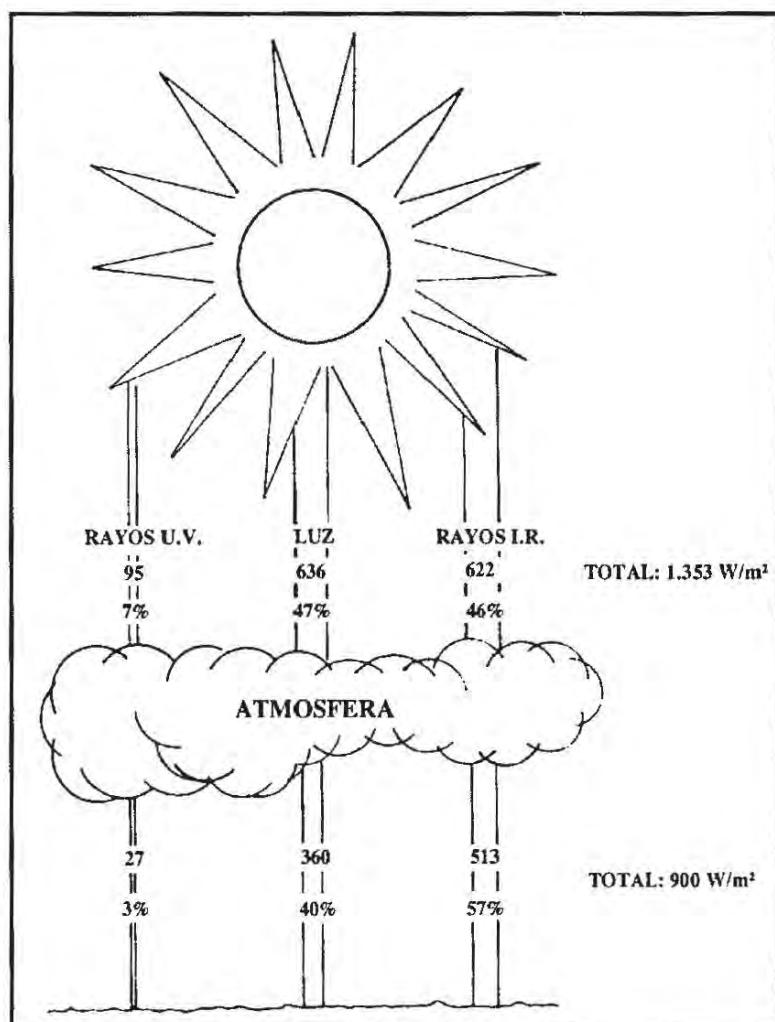


Figura 2.2: Energía solar que atraviesa la atmósfera.

ción directa y los **heliógrafos** miden la duración de la insolación (horas reales de sol). Para obtener la radiación media diaria, se suelen correlacionar estas variables por medio de ecuaciones empíricas del tipo:

$$Q = Q_0 \left[ a + b \left( \frac{S}{S_0} \right) \right]$$

donde  $Q$  es la radiación media en un día recibida en el lugar ( $\text{kW}\cdot\text{h}/\text{m}^2\cdot\text{día}$ ),  $Q_0$  es el valor de esta magnitud en el exterior de la atmósfera terrestre (producto de la constante solar por el coseno de la latitud del lugar),  $S$  es el número de horas de sol registradas,  $S_0$  es el número máximo posible de horas de sol (duración del día) y los parámetros  $a$  y  $b$  son constantes específicas del lugar, que se obtienen por medida experimental a lo largo de un período de tiempo lo más prolongado posible.

Con los resultados obtenidos de los distintos métodos, tanto de medida como de cálculo, en diversos puntos, se elaboran los **mapas solares**, que permiten utilizar los datos disponibles de la forma más cómoda posible con vistas al diseño y emplazamiento de los equipos captadores de la energía solar.

## SISTEMAS DE CAPTACIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR

La energía solar presenta dos características específicas muy importantes que la diferencian de las fuentes energéticas convencionales: dispersión e intermitencia.

Evidentemente, la energía solar es una forma de energía que presenta gran **dispersión**, ya que su densidad, en condiciones muy favorables, difícilmente alcanza  $1 \text{ kW}/\text{m}^2$ , valor que queda muy por debajo de las densidades con las que se trabaja usualmente en ingeniería. Esto significa que para obtener densidades energéticas elevadas se necesitan, o bien grandes superficies de captación, o sistemas de concentración de los rayos solares.

Por otro lado, la otra característica específica de la energía solar es su **intermitencia**. Esto hace que, a la par que se desarrollan instalaciones captadoras de energía, es necesario investigar los correspondientes sistemas de almacenamiento de la energía captada.

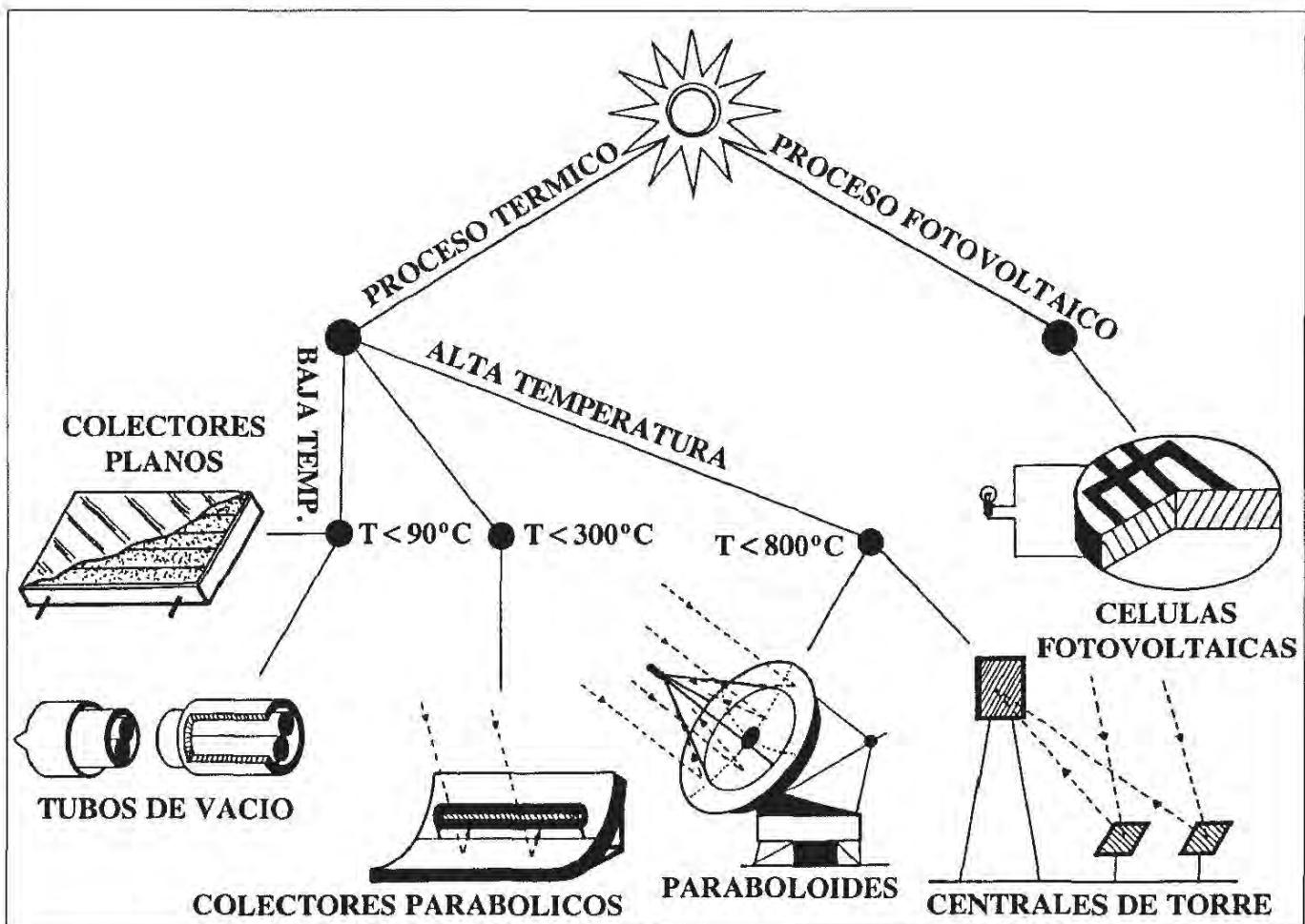


Figura 2.3: Sistemas activos de conversión de la energía solar.

Todo ello lleva a un replanteamiento en el aprovechamiento y distribución de la energía totalmente distinto al que hoy se considera clásico, requiriendo la consideración de estas dificultades intrínsecas (cuya solución está ligada a cada aplicación concreta) un esfuerzo de desarrollo elevado.

Así pues, el primer paso para el aprovechamiento de la energía solar es su captación, aspecto dentro del que se pueden distinguir dos sistemas de características muy diferentes: sistemas pasivos y sistemas activos.

Los **sistemas pasivos** son aquéllos que no necesitan ningún dispositivo para captar la energía solar, existiendo una íntima relación entre el Sol, el almacenamiento del calor y el espacio, relación que se logra por la aplicación de distintos elementos arquitectónicos.

Los **sistemas activos** se basan en la captación de la radiación solar por medio de un elemento de unas determinadas características, denominado *colector*.

Según las características del colector, el aprovechamiento de la energía solar se puede acometer bajo dos puntos de vista bien diferenciados: la conversión térmica, o aprovechamiento del calor contenido en la radiación solar, y la conversión eléctrica, o aprovechamiento de la energía luminosa (fotones) de la radiación solar para generar directamente corriente eléctrica (efecto fotovoltaico).

A su vez, la conversión térmica se basa en tres técnicas que difieren entre sí en función de la temperatura que puede alcanzar la superficie captadora. Así, se habla de tecnología de baja temperatura, de temperaturas medias y de altas temperaturas, según que la captación sea directa, de bajo índice de concentración o de alto índice de concentración, respectivamente.

En la Figura 2.3 se muestra el esquema de los distintos sistemas activos enumerados.

## **BREVE HISTORIA DE LAS APLICACIONES DE LA ENERGÍA SOLAR**

La idea de utilizar el calor solar es muy antigua. No se les escapó a las civilizaciones orientales, egipcia y griega que el Sol era una fuente inagotable de energía, pero el bajo nivel técnico de que disponían les impidió utilizarla.

El ejemplo histórico más insólito del uso de la energía solar, se le atribuye a Arquímedes que, según el historiador Galeno (siglo II a.C.), utilizó espejos solares para incendiar la flota romana que atacaba Siracusa en el año 212 a.C. Este episodio se considera, no obstante, una leyenda, ya que otros historiadores de la época no hacían ninguna mención de él en sus escritos.

No se registra ni se tiene conocimiento de la utilización de la energía solar en toda la Edad Media, por lo que parece que la energía calorífica solar no tuvo en el pasado otra aplicación y utilización que para el secado de productos, la evaporación natural del agua de mar para la obtención de sal y alguna otra aplicación más.

En el siglo XVII, Kircher hizo algunas experiencias para prender fuego a una pila de madera a 50 m de distancia. Un siglo más tarde, el científico francés Buffon, no sólo volvió a repetir el experimento a unos 60 m, utilizando

168 espejos de 40 cm<sup>2</sup> de superficie, sino que también logró fundir plata y plomo a distancias de hasta 35 m. También en el siglo XVII, el fundador de la Química moderna, Lavoisier, experimentó con hornos solares porque proporcionaban la fuente de calor más pura posible, consiguiendo incluso fundir platino a 1.760°C.

En el siglo XIX, los intentos iniciales para convertir la energía solar en otras formas de energía giraron alrededor de la generación de vapor a baja presión para hacer funcionar máquinas de vapor. Mouchot fue el pionero en este campo, construyendo y haciendo funcionar varias máquinas de vapor alimentadas con energía solar entre 1864 y 1878. Las máquinas solares construidas por Mouchot, junto al creciente interés popular por las ciencias durante las dos últimas décadas del siglo XIX, condujeron a un gran desarrollo de la actividad en este sentido, que también se comprobó por la solicitud de patentes.

A finales del siglo XIX adquirió también cierto interés la destilación de agua, y ya en 1874, Harding proyectó un sistema que fue construido en Las Salinas (desierto de Atacama, Chile). El destilador cubría 4.700 m<sup>2</sup> y producía hasta 23 m<sup>3</sup>/día de agua potable en un día claro y a una altitud de 1.300 m. Este destilador estuvo funcionando durante 40 años y sólo fue abandonado cuando se tendió una conducción de agua potable desde los Andes hasta Antofagasta.

En los inicios del siglo XX se produjeron desarrollos muy significativos, sobre todo en EE.UU., desarrollo que se estancó en los años veinte, década que fue tranquila en el frente de la energía solar, quizás debido a que todo el mundo tenía concentrada su atención en otros aspectos en unos años tan expansivos y prósperos. Por su parte, la década de los treinta vio un notable aumento en el interés por la energía solar en sus diferentes líneas de aplicación. Un país con una actividad notable fue Japón, donde se obtuvieron 39 patentes para calentadores solares de agua de *tipo tejado*, que permitían tener de 100 a 200 litros de agua muy caliente en las horas vespertinas. En la década de los cuarenta aparecieron 20 patentes más de este tipo. Japón fue un país que tuvo fe en sus calentadores solares de agua; ya en 1960 se estimaba la existencia de 250.000 unidades en funcionamiento.

A mediados de los años treinta apareció una segunda línea de notable interés, que alcanzó gran auge en la segunda mitad de los años cuarenta: la calefacción doméstica. Quizás esta nueva línea de investigación fue el resultado natural del intenso interés en la calefacción por agua caliente, puesto que el

suministro de la misma por energía solar podía alimentar al sistema de radiadores del tipo que ya se utilizaba en millones de hogares que consumían otro tipo de combustible. Desgraciadamente, las predicciones acerca de las calefacciones domésticas con energía solar no llegaron a realizarse; la dura realidad de la economía hizo fracasar este sueño.

La energía solar adquirió un relieve extraordinario inmediatamente después de la Segunda Guerra Mundial, alcanzando su máximo apogeo en EE.UU. entre 1950 y 1960, donde se desarrollaron desde cocinas solares a máquinas de vapor y algunos dispositivos eléctricos que utilizaban las, por entonces nuevas, células solares. Este interés decreció bruscamente en la década de los sesenta y comienzos de los setenta, justo hasta que se produjo la crisis energética, en 1973, momento en el cual casi todos los países del mundo se pusieron de nuevo a trabajar en las distintas ramas de la tecnología solar, tanto a gran escala como de aplicaciones domésticas, para intentar paliar de alguna manera el gran gasto que comenzaban a generar las facturas del petróleo.

## UTILIZACIÓN PASIVA DE LA ENERGÍA SOLAR

Un diseño pasivo es, por definición, un sistema que capta la energía solar, la almacena y la distribuye de forma natural, sin mediación de elementos mecánicos. Sus principios están basados en las características de los materiales empleados en la construcción y en la utilización de los fenómenos naturales de circulación del aire.

Los sistemas pasivos se construyen sobre la estructura de un edificio, formando parte del mismo y funcionando con la energía disponible en su entorno más inmediato. El sistema solar y el edificio son considerados como elementos independientes, pero la modificación de uno de ellos influye directamente en el diseño del otro elemento.

Los elementos básicos utilizados en la actualidad por la arquitectura solar pasiva y los efectos que producen en una vivienda, son los siguientes:

- **Acristalamiento:** capta la energía solar, reteniendo el calor por efecto invernadero (el vidrio deja pasar la radiación visible pero refleja la

radiación que emite el receptor en el IR, al elevar su temperatura). Su orientación será preferentemente hacia el Sur solar, dado que de esta forma aprovechará más ventajosamente la radiación, debido a la incidencia perpendicular de los rayos solares.

- **Masa térmica:** tiene como misión almacenar la energía y está constituida por todos los elementos estructurales de la casa o por los volúmenes específicamente destinados a tal fin y rellenos de algún material acumulador, como piedras, agua, etc.

La integración de colectores de aire en el cerramiento Sur del edificio, la utilización de paredes internas de la vivienda como muros acumuladores de calor y la aplicación de ventiladores para la impulsión del aire, aumentan la eficacia de los sistemas pasivos clásicos. A estos sistemas se les conoce como *híbridos*, ya que utilizan ciertos sistemas mecánicos activos.

Las aplicaciones más importantes que actualmente pueden proporcionar los sistemas pasivos de utilización de la energía solar son la calefacción y la refrigeración.

Para producir **calefacción**, existen varios tipos de utilización pasiva, en función de la captación, almacenamiento y distribución de la energía solar (Figura 2.4):

- Aporte directo.
- Pared acumuladora.
- Invernadero contiguo.
- Techo acumulador.

El método más simple y utilizado de todos es el de **aporte directo** (Figura 2.4.a). El espacio a calentar lo es directamente por el Sol a través de ventanas orientadas al Sur. El calor que atraviesa las ventanas es absorbido por el suelo y las paredes, los cuales lo vuelven a emitir por la noche para mantener caliente el espacio. De esta manera, toda la casa hace de colector solar, almacén y sistema de distribución de calor.

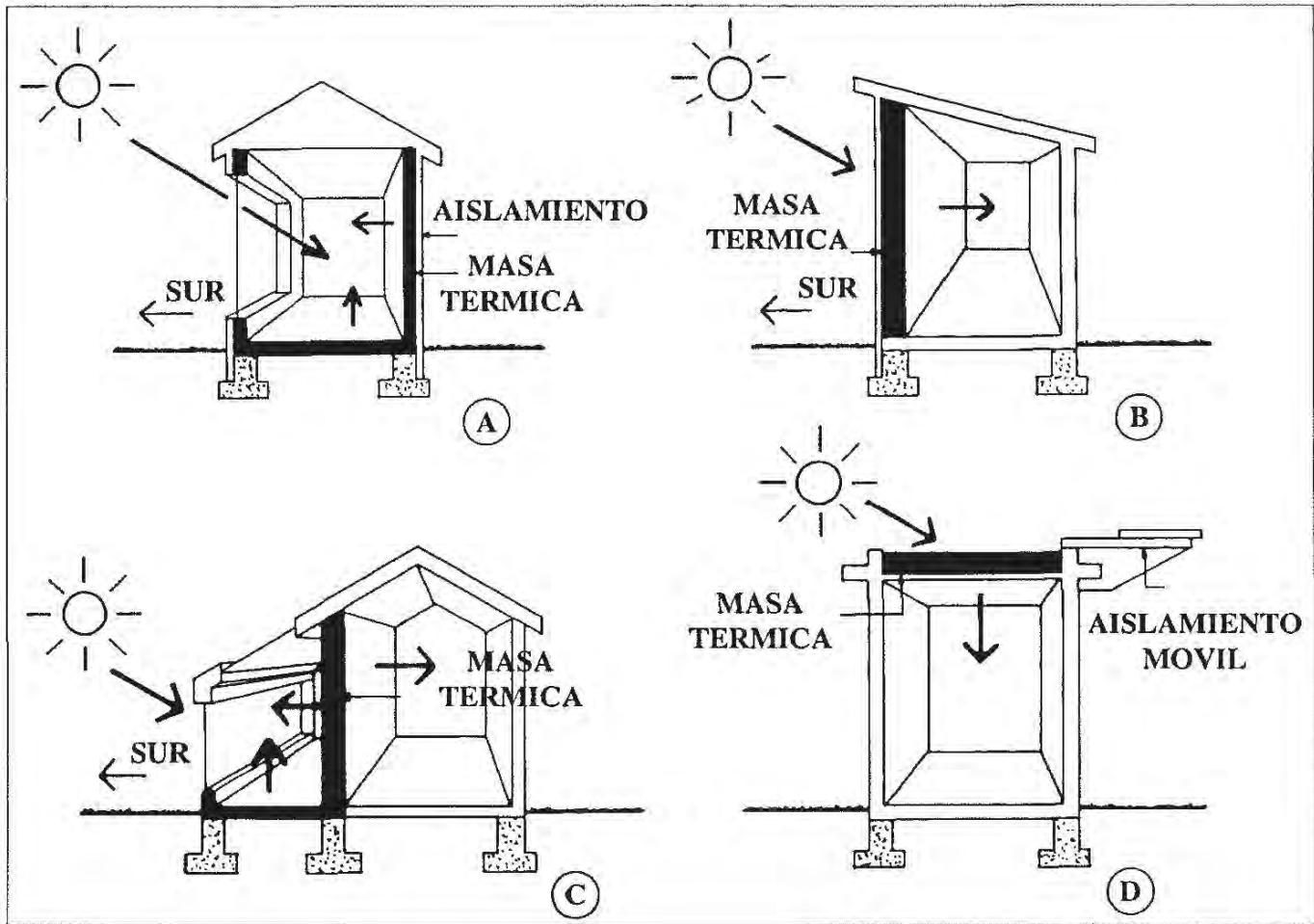


Figura 2.4: Sistemas pasivos para calefacción:

A) Aporte directo. B) Pared acumuladora. C) Invernadero contiguo. D) Techo acumulador.

La **pared acumuladora de calor** (Figura 2.4.b), también conocida como *muro Trombe*, utiliza la masa térmica de la pared directamente orientada al Sur y protegida por una superficie acristalada para captar la energía solar, almacenarla y posteriormente cederla al interior de la casa en las horas nocturnas. Si se practican unas pequeñas aberturas en la parte superior e inferior de la pared se obtiene, además del efecto señalado, una termocirculación del aire a través del espacio existente entre la pared y la superficie acristalada para la calefacción directa de la vivienda, durante las horas del día.

El sistema de **invernadero contiguo** (Figura 2.4.c) es una combinación de los dos sistemas anteriores, ya que está formado por un invernadero acristalado orientado al Sur y una pared con una gran masa térmica entre el invernadero y la vivienda. La energía solar captada por el invernadero es acumulada por la pared y posteriormente emitida al interior de la vivienda y al mismo invernadero. La pared tiene por misión amortiguar las enormes fluctuaciones de temperatura que experimenta el invernadero. La incorporación de aberturas

en la pared permite generar una termocirculación del aire y calentar directamente la vivienda.

El **techo acumulador de calor** (Figura 2.4.d) es semejante a la pared acumuladora, con la variante de estar la masa térmica situada en el techo en lugar de en la pared Sur. El calor captado por la masa térmica durante el día se transmite a la vivienda por la noche, mientras que un aislamiento móvil protege el techo acumulador de las pérdidas de calor.

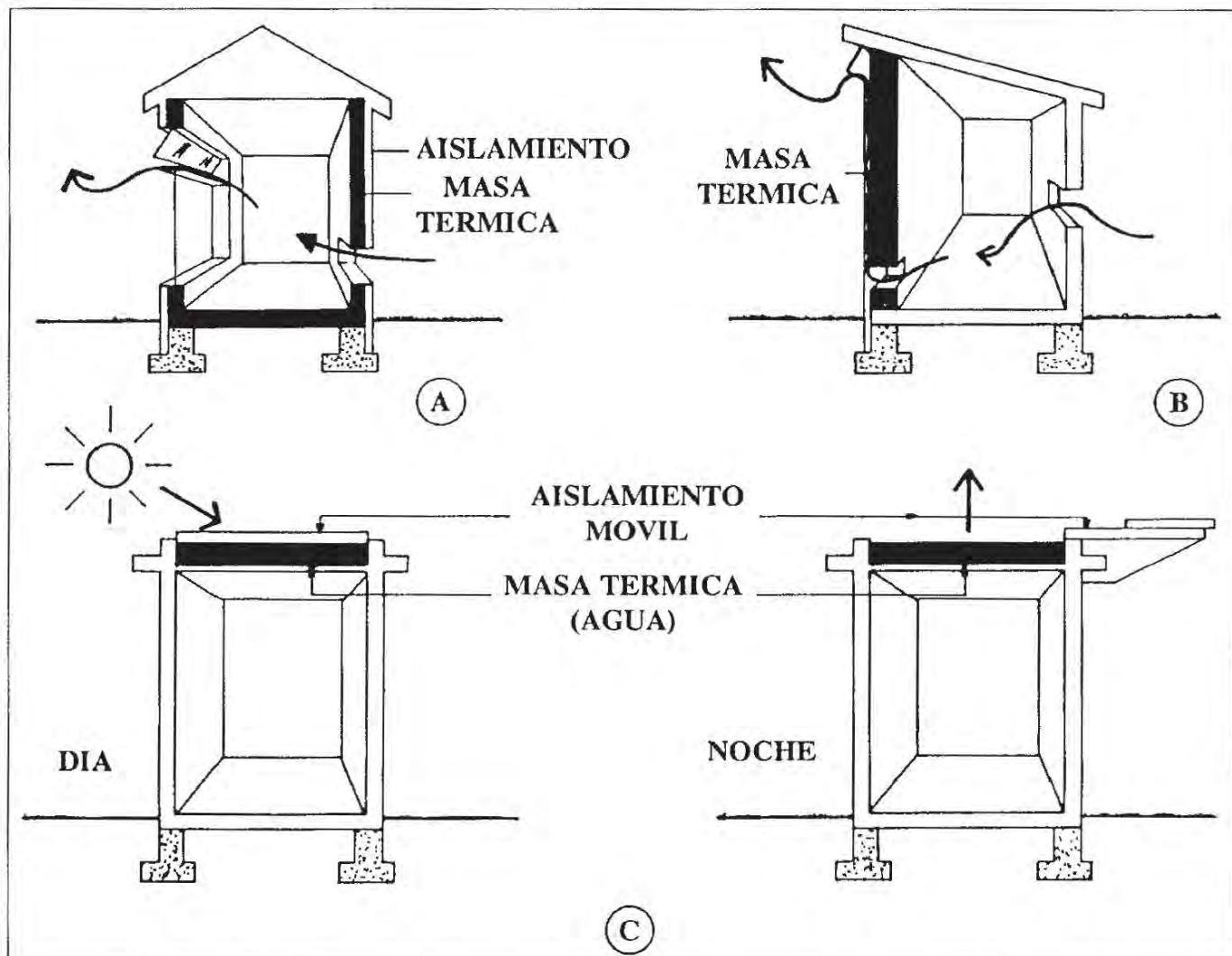


Figura 2.5: Sistemas pasivos para refrigeración:  
A) Ventilación nocturna. B) Pared acumuladora. C) Techo acumulador.

La **refrigeración** de viviendas mediante la utilización pasiva de la energía solar es una técnica no del todo desarrollada y que surge más bien como una necesidad de utilizar los sistemas de calefacción de forma continuada durante todo el año, y también para evitar los sobrecalentamientos que en verano se podrían producir al tenerlos parados.

Tres son las técnicas a destacar en este tipo de aplicación de la energía solar (Figura 2.5):

- Ventilación nocturna.
- Pared acumuladora.
- Techo acumulador.

La **ventilación nocturna** (Figura 2.5.a) permite disipar calor desde el interior de una vivienda y enfriar la masa térmica para el día siguiente durante las noches de verano, cuando la temperatura exterior es inferior a la de la casa. La ventilación se produce por convección natural entre dos partes de la casa, por acción del viento o por medio de un ventilador.

Mediante la **pared acumuladora** de calor (Figura 2.5.b) se produce una ventilación natural de la vivienda practicando una ventana en la parte superior de la superficie colectora, permitiendo que el aire fresco circule a través de la vivienda y penetre por la cámara de aire existente entre la pared y la superficie acristalada. De esta forma se consigue enfriar la casa mediante ventilación natural.

El **techo acumulador** de calor (Figura 2.5.c) absorbe el calor de la vivienda durante las horas del día, cediéndolo al ambiente durante la noche. Esto se consigue mediante un aislamiento móvil que mantiene el techo protegido de los rayos solares durante el día, mientras que por la noche lo descubre, permitiendo que se enfríe. Normalmente la masa térmica es agua, colocada en un recipiente de plástico cerrado.

Finalmente, es necesario indicar que la utilización pasiva de la energía solar no siempre es comprendida correctamente, creándose una falsa imagen en cuanto a su viabilidad técnica y económica para su utilización en edificios. Sin embargo, la utilización pasiva se puede adaptar a un buen número de viviendas ya existentes y su correcto diseño produce grados de confort equiparables a los de cualquier otro sistema. Por otro lado, sus sobrecostes de instalación son bajos en comparación con otros sistemas convencionales de calefacción y su utilización no se contradice en modo alguno con el urbanismo actual.

Asimismo, en los últimos años se ha mejorado en gran medida los diseños pasivos para actividades agrícolas, fundamentalmente en el ámbito de los invernaderos, secaderos y establos, que permiten un considerable ahorro energético en las diferentes tareas agrícolas implicadas.

## CONVERSIÓN TÉRMICA DE BAJA TEMPERATURA

La tecnología de conversión térmica a bajas temperaturas comprende todo el calentamiento de agua por debajo de su punto de ebullición para posteriormente extraer su energía y utilizarla en diversas aplicaciones. Al conjunto de elementos relacionados entre sí, y que se diseña para suministrar agua caliente a baja temperatura se conoce como *sistema solar activo a baja temperatura*, dentro del cual hay que distinguir cuatro subsistemas:

- **Subsistema colector**, destinado a captar la energía solar. Lo constituye el conjunto de colectores, placas solares, captadores o paneles.
- **Subsistema de almacenamiento** o de acumulación, constituido por depósitos de dimensiones adecuadas, siendo su misión almacenar el agua caliente que viene de los paneles para su uso posterior.
- **Subsistema de distribución**, destinado a transportar el agua caliente desde el subsistema colector al de acumulación y desde aquí a los puntos de consumo. Está formado básicamente por redes de tuberías, válvulas, bombas y accesorios, que integran una instalación clásica de fontanería.
- **Subsistema de medida y control**, compuesto por un conjunto de elementos que permitan poner en servicio los distintos circuitos y los correspondientes instrumentos de medida.

A continuación se estudiarán por separado los subsistemas citados, intentando, no obstante, dar una visión global del sistema solar en su conjunto, tanto a nivel de aplicaciones como de costes, ya que la conversión solar térmica a baja temperatura es, sin duda, la más difundida y desarrollada, lo que la hace una de las tecnologías solares más económicas a corto plazo.

## Subsistema colector

Para captar la energía radiante procedente del Sol es necesario disponer de un elemento que pueda recibirla y transferirla a un fluido que esté en contacto directo con el dispositivo captador. Esta función de captación y transferencia de calor está encomendada a los **paneles solares**, que generalmente están compuestos por los siguientes elementos (Figura 2.6):

- Una superficie captadora de la radiación solar.
- Un circuito por donde circula el fluido capaz de transferir el calor captado por la superficie colectora.
- Una cubierta transparente.
- Un aislamiento térmico.
- Una caja protectora capaz de acoplar el conjunto al resto de la instalación.

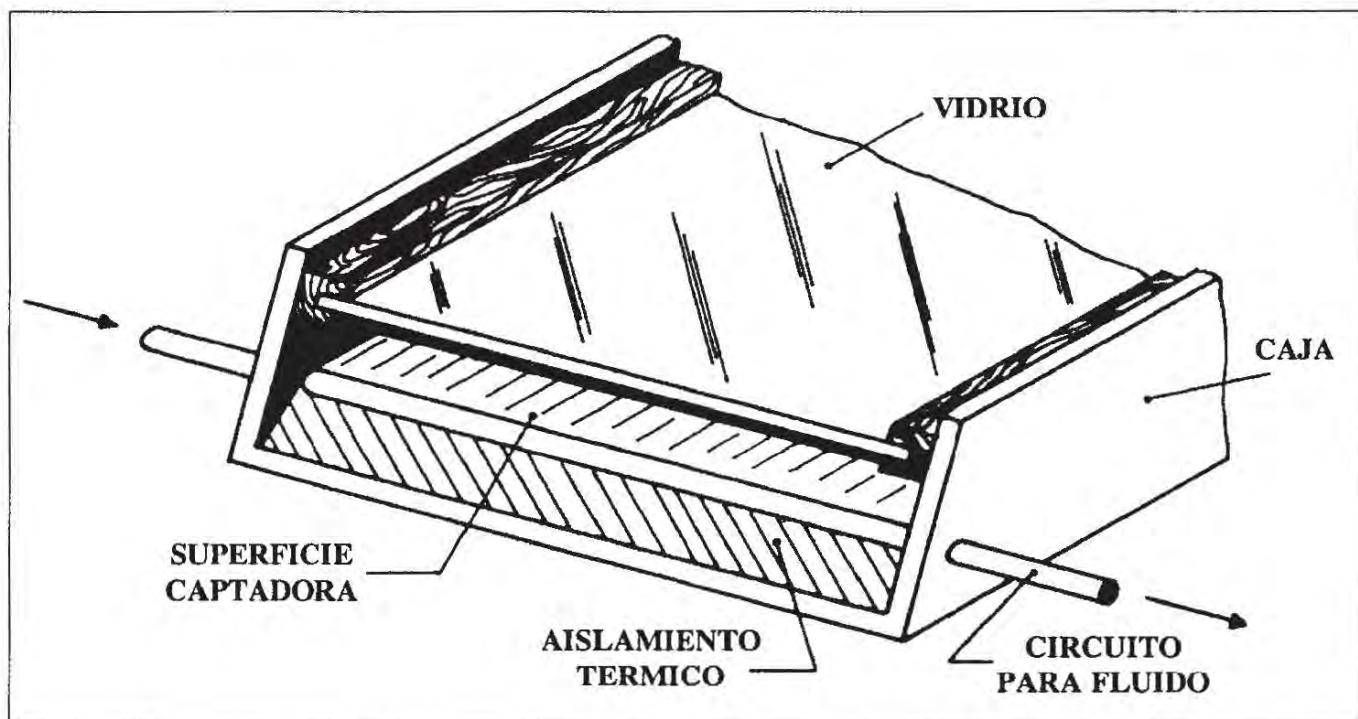


Figura 2.6: Sección de un panel plano.

La **placa captadora** o superficie absorbente, es el elemento principal de un panel solar, ya que su misión es recoger la radiación solar y transmitir el

calor que ésta transporta. Está construida normalmente por un material metálico de color negro; también se pueden utilizar materiales plásticos para temperaturas inferiores a 50°C. Expuesta al sol, se calentará, elevándose su temperatura hasta que exista un equilibrio entre la energía captada y la cedida por conducción, convección y radiación.

La orientación de la placa colectora ha de ser siempre hacia el Sur solar, con una inclinación igual a la latitud del lugar. Esto permite captar los rayos solares de forma perpendicular, lo que aumenta notablemente el rendimiento del colector.

Los objetivos que debe cubrir la placa captadora se pueden resumir en dos puntos:

- Absorber la máxima radiación solar y convertirla en energía térmica con el mayor rendimiento posible.
- Transferir la mayor cantidad de calor posible al fluido portador.

Para aumentar la eficacia de las placas, sus superficies expuestas al Sol se pintan de negro mate, capaz de aumentar la absorción de energía. Sin embargo, al calentarse la superficie negra, ésta también emite energía, ocasionando pérdidas. Existe una gama de sustancias como el cromo y el níquel negro, que convenientemente dosificadas, proporcionan compuestos de alta absorbancia y baja emisividad. A esta gama de productos se les conoce con el nombre de *recubrimientos selectivos*.

No obstante, los recubrimientos selectivos presentan problemas de fabricación y aplicación, no habiéndose establecido definitivamente su duración; lo que sí es cierto es que aumentan sustancialmente el coste del colector. Se ha podido observar, sin embargo, que su utilización será cada vez más rentable en el futuro, al ir aumentando la relación rendimiento/coste.

El circuito por donde circula el fluido que transporta el calor captado por la placa puede ser de dos tipos diferentes:

- Pasivo o por circulación natural (termosifón).
- Activo o por circulación forzada (bombeo).

El **circuito pasivo** exige que el tanque acumulador esté situado a un nivel superior que el colector. De este modo se establece una circulación natural por diferencia de densidad, producto de la diferencia de temperaturas entre el fluido que está en el colector y el que se encuentra en el tanque acumulador.

El **circuito activo** permite situar el tanque acumulador a cualquier nivel respecto al colector ya que, cuando el fluido en el colector alcanza una temperatura superior a la del fluido en el tanque acumulador, se pone en marcha una bomba, que hace circular el fluido más frío por el colector.

Por otro lado, el circuito de fluido que pasa por el colector puede ser abierto o cerrado.

En el **circuito abierto** utiliza como fluido el agua de la red general, que se hace pasar por el colector y una vez caliente, se almacena en el depósito correspondiente, desde donde se descarga para su uso. Sin embargo, esta forma de utilización implica graves riesgos de corrosión, deposiciones calcáreas y otras eventualidades en el interior de los colectores, debido a la baja calidad que suele tener el agua de la red general.

Por estos motivos se suele operar en **circuito cerrado**, disponiendo entre el colector y el tanque acumulador un intercambiador de calor; de este modo queda constituido un **circuito primario** (colector-intercambiador) y un **circuito secundario** (intercambiador-acumulador). En el circuito primario, el fluido (que en el caso de ser agua se le puede añadir anticorrosivos y/o anticongelantes) circula en circuito cerrado. En el circuito secundario circula y se almacena el agua de consumo. A través del intercambiador de calor se transfiere la energía térmica desde el circuito primario al secundario.

En la Figura 2.7 se muestra a título de ejemplo el funcionamiento de un equipo de captación-acumulación de energía solar en circuito cerrado, tanto de forma pasiva como de forma activa.

El rendimiento del colector aumenta de manera considerable utilizando una **cubierta transparente**, capaz de ser atravesada por los rayos solares, pero que al mismo tiempo resista a la acción prolongada del Sol. Sus misiones son proteger la placa colectora de la intemperie y, fundamentalmente, inducir un *efecto invernadero*. Así, la cubierta debe ser relativamente transparente para la radia-

ción visible y absorbente para la radiación IR emitida por la placa negra cuando ésta se calienta. La radiación IR absorbida por la cubierta es remitida en todas direcciones: parte de ella es emitida al exterior y se pierde, y parte es remitida hacia la placa negra, que la absorbe de nuevo.

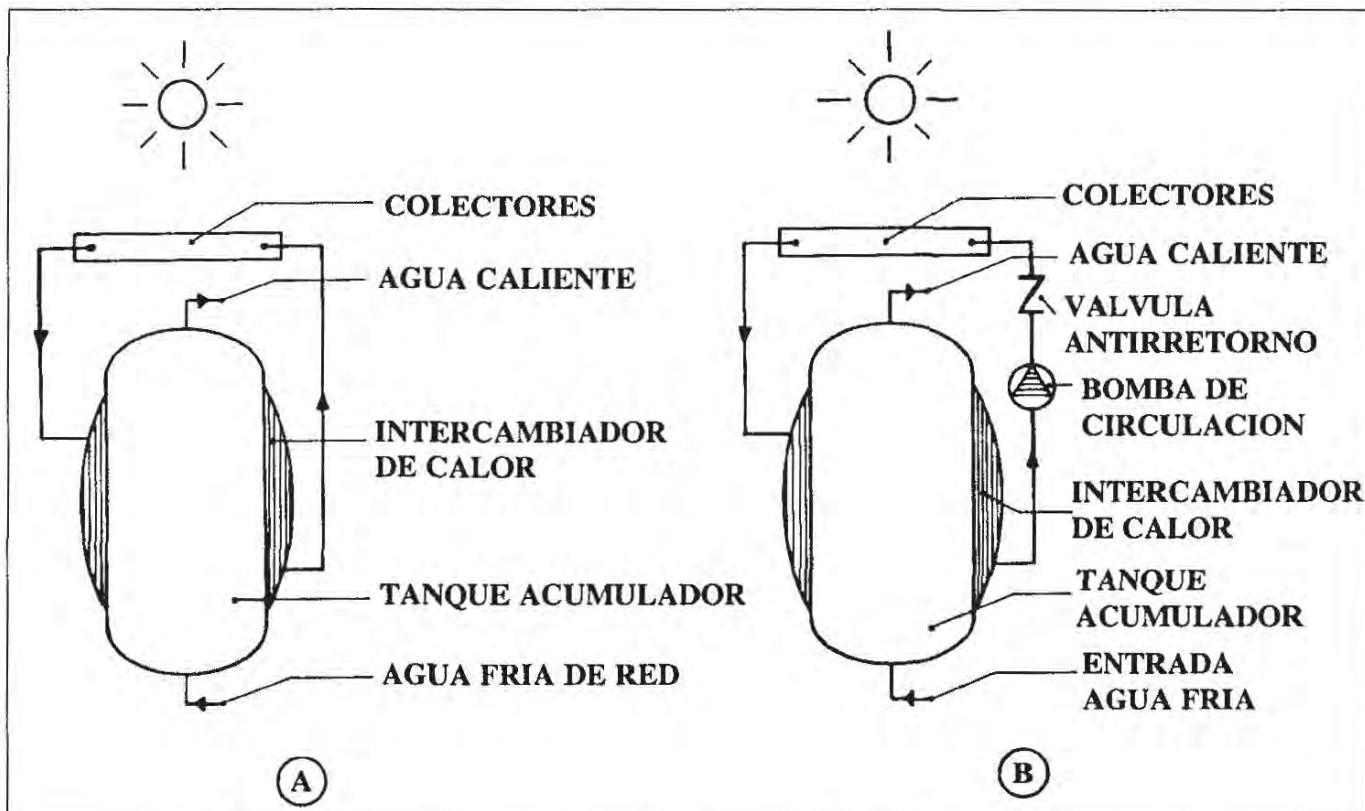


Figura 2.7: Equipo solar de circuito cerrado: A) Termosifón. B) Bombeo.

Las cubiertas transparentes pueden ser de vidrio, plástico, fibra de vidrio o combinaciones de estos materiales.

El vidrio es resistente a los arañazos y prácticamente inalterable a los rayos UV. Resiste temperaturas muy superiores a las que normalmente está sometido un panel solar, que no alcanza los 100°C. La transmitancia de un vidrio depende de su contenido en hierro, oscilando entre valores del 80 y 90%, mientras que su reflectancia no sobrepasa el 5%. Las placas de vidrio con tratamientos superficiales antirreflectantes casi eliminan la radiación reflejada pero, por supuesto, son más costosas.

Por su parte, cualquier plástico no se puede emplear como cubierta transparente, debido a que no producen buen efecto invernadero, se arañan con facilidad, retienen el polvo y la suciedad y se ven muy afectados por las radiacio-

nes UV. Hasta ahora, por tanto, los plásticos no pueden competir con las cualidades de un buen vidrio, aunque sea de esperar que las investigaciones en este campo den buenos resultados, dado que los costes del plástico son significativamente más bajos que los del vidrio.

La elección del material de cubierta no es la única decisión que ha de tomarse; hay que determinar el número de cubiertas que hay que instalar hasta llegar a un óptimo entre el incremento del coste y las ganancias obtenidas en términos de eficiencia. Así, en función de las condiciones ambientales y de la aplicación del agua caliente se puede, o bien prescindir de la cubierta, o bien instalar una o dos. En cualquier caso, el número adecuado será aquél que produzca la energía térmica al menor coste.

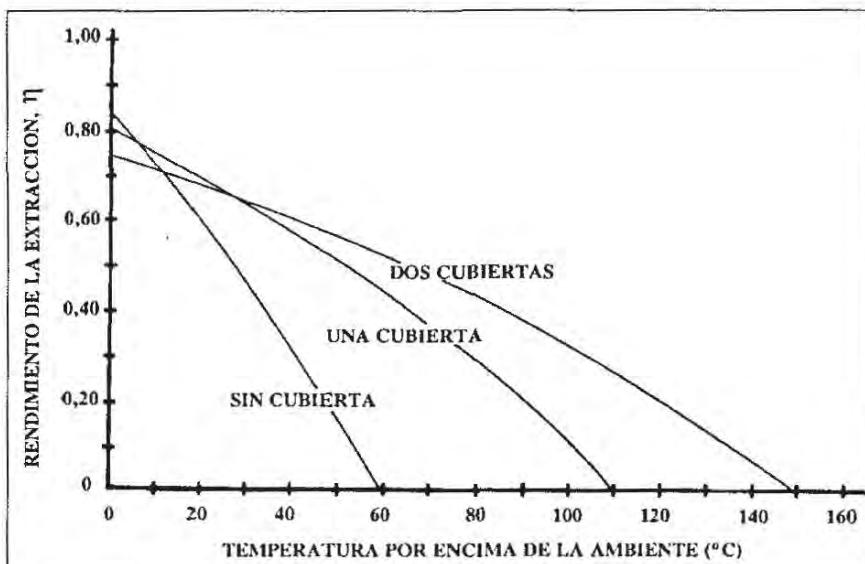


Figura 2.8: Rendimiento de un colector en función del número de cubiertas.

El aumento del rendimiento de un colector en función del número de cubiertas se puede observar claramente en el gráfico de la Figura 2.8.

El aislamiento térmico, al igual que la cubierta transparente, reduce las pérdidas de calor, aumentando la eficacia del colector. El aislamiento se coloca por la parte poste-

rior de la placa absorbente y a lo largo de sus bordes para ayudar a contener las fugas de calor por esos lados. Como materiales aislantes se suelen utilizar lana de vidrio o poliestireno expandido (corcho sintético).

Finalmente, todos los elementos del colector deben ser protegidos mediante una **caja** de un material adecuado, que sirve para ensamblar los distintos componentes descritos y poderlos acoplar en el lugar más conveniente al resto de la instalación solar. Las cajas protectoras se presentan bajo variados aspectos y materiales, entre los que pueden citarse las chapas de acero, aluminio, zinc, poliéster con fibra de vidrio, madera, etc. Sus superficies se suelen tratar con pinturas resistentes, según los ambientes en que hayan de ser instaladas.

En definitiva, los elementos descritos constituyen el subsistema colector de un sistema solar activo a baja temperatura, cuyo rendimiento ha de ser siempre el mayor posible. Como resumen de las pérdidas que puede inducir cada uno de los elementos citados, lo que evidentemente influye sobre el rendimiento global, se presenta el diagrama energético de la Figura 2.9.

Finalmente, los precios con que aparecen en el mercado los sistemas colectores son muy variados, de acuerdo con los materiales, calidades y comercialización de los mismos. Oscilan entre las 6.000 y 10.000 ptas/m<sup>2</sup> para los de plástico; de 10.000 a 20.000 ptas/m<sup>2</sup> los construidos en acero y por encima de las 20.000 ptas/m<sup>2</sup> para los de aluminio y cobre. Estos precios probablemente tenderán a disminuir con el tiempo, en cuanto las demandas de instalaciones solares sean lo suficientemente elevadas como para justificar una gran producción en serie en las industrias del ramo.

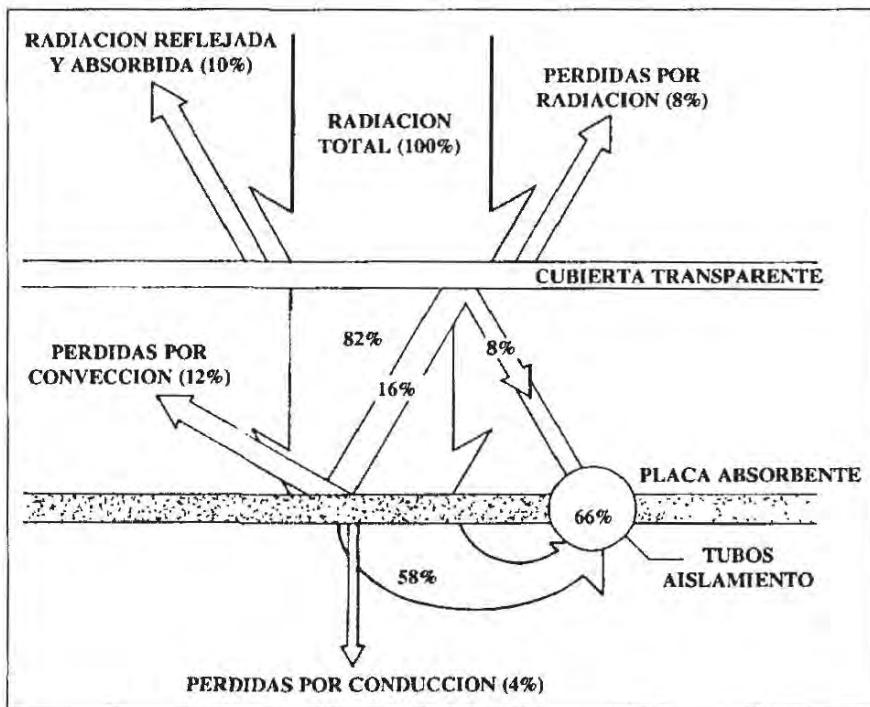


Figura 2.9: Diagrama energético de un colector.

Los problemas básicos que aparecen al hacer el vacío en un colector son el cierre del sistema para que funcione durante un largo período con confianza y la manera de aliviar las tensiones mecánicas que aparecen como resultado de la presión atmosférica exterior.

El colector de vacío más utilizado actualmente tiene un esquema de funcionamiento como el que muestra la Figura 2.10.

Para mejorar el rendimiento de los colectores de placa plana se puede eliminar el aire del espacio situado entre la superficie absorbente y la cubierta transparente, ya que de esta forma se pueden suprimir las pérdidas por convección. A este tipo de colector se le conoce con el nombre de **colector de vacío**.

Los problemas básicos

El colector está formado por tres tubos concéntricos, dos de vidrio y uno metálico. El tubo metálico interior, de pequeño diámetro, actúa como alimentador y conduce el fluido portador al interior del colector. Durante el recorrido por el interior de este tubo central el fluido sufre un precalentamiento antes de su salida por el extremo opuesto al de entrada.

En este extremo, el fluido cambia su sentido y regresa hacia el de entrada, discurriendo por el espacio existente entre el tubo central y el intermedio, que no es sino una placa absorbente de forma cilíndrica; a lo largo de este último recorrido es cuando tiene lugar el proceso de transferencia de calor. Posteriormente, el fluido se descarga por un tubo que lo canaliza hacia otra unidad, repitiéndose la operación. Con este procedimiento cada tubo contribuye a aumentar la temperatura del fluido.

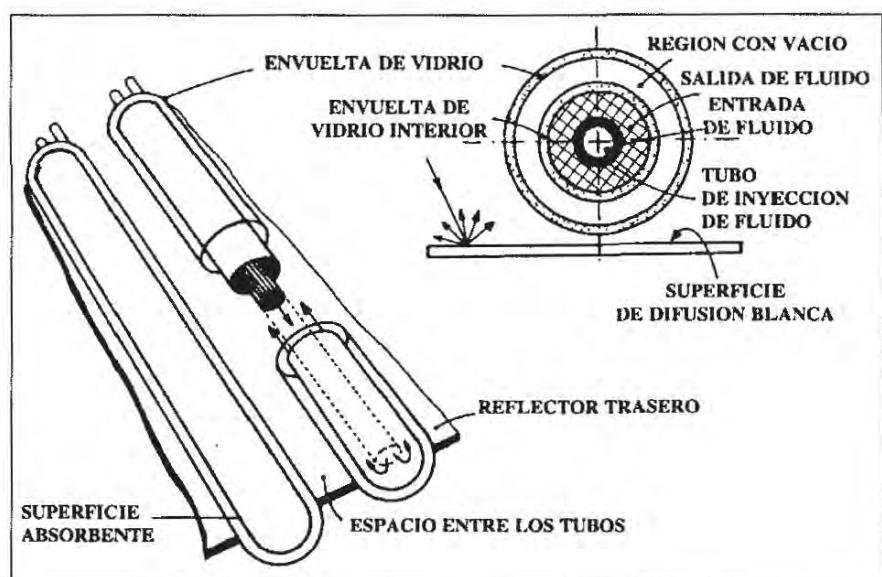


Figura 2.10: Colector de vacío.

El tubo exterior de vidrio tiene por misión la protección, acristalamiento y aislamiento térmico del colector. En el espacio existente entre este tubo exterior y el intermedio, se ha hecho el vacío, que proporciona el aislamiento térmico requerido, ya que el vacío es una gran barrera para la transmisión de calor, tanto por conducción como por convección.

A la cara exterior del tubo absorbente se le aplica un recubrimiento selectivo, que contribuye a la generación de temperaturas más elevadas (entre 90 y 115°C, con rendimientos de hasta el 60%) que las obtenidas en los colectores planos. Los tubos se montan sobre una superficie reflectante blanca, que hace posible la captación de la energía en todo su perímetro.

El coste de estos equipos puede duplicar al de los convencionales, pero su desarrollo y aceptación por el mercado serán muy provechosos en multitud de industrias que demandan en sus procesos de fabricación temperaturas de alrededor de los 100°C.

## Subsistema de almacenamiento

El subsistema de almacenamiento está formado por los depósitos que acumulan el agua caliente procedente de los paneles, para ser usada posteriormente, cuando las condiciones de la demanda así lo requieran. A causa de ser la intensidad de la radiación solar tan variable a lo largo del día, es totalmente imprescindible la instalación de este sistema, ya que el calor captado por el subsistema colector no tiene por qué coincidir en el tiempo con las necesidades térmicas de las viviendas.

Por regla general, los acumuladores se dimensionan con una capacidad de 50 a 100 litros de agua por metro cuadrado de superficie captadora, lo que implica tener una reserva de agua caliente (55 a 60°C) para uno o dos días de consumo, utilizando superficies captadoras de dimensiones normales. El aumentar el volumen de almacenamiento no siempre será posible, ya que existen factores de tipo económico y técnico que lo limitan.

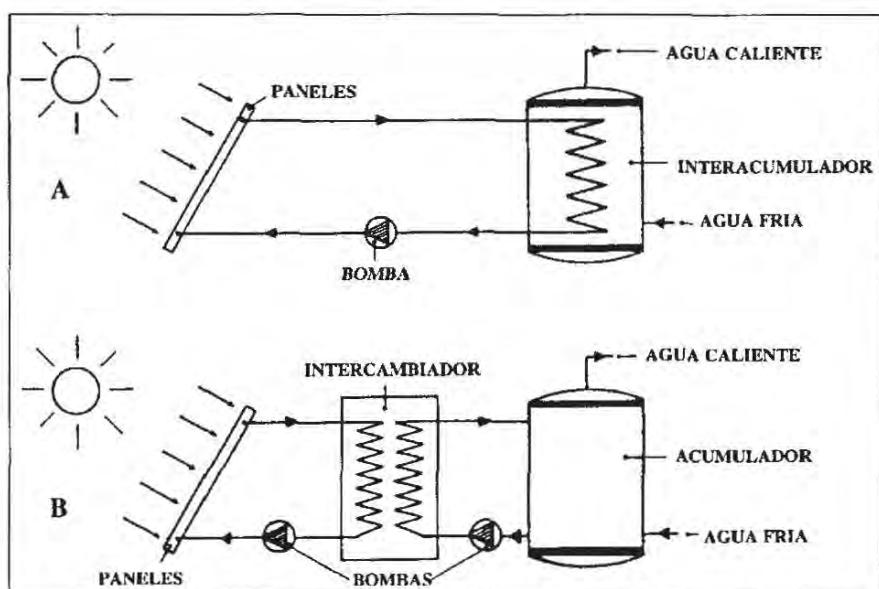


Figura 2.11: Esquema de montaje de intercambiadores de calor:  
A) Serpentín en el interior del acumulador.  
B) Instalación separada.

En primer lugar, un aumento del volumen del tanque acumulador significa un mayor coste, no sólo por el propio depósito, sino porque la superficie del mismo es mayor, lo que significa un incremento de las pérdidas de calor, exigiendo por consiguiente, un aumento del coste del aislamiento térmico.

Por otro lado, el flujo de calor procedente del colector es independiente del volumen de acumulación. Un aumento de éste significará una menor temperatura del agua acumulada, que será tanto menor cuanto mayor sea el acumulador.

Los depósitos suelen ser de acero, por lo que deben protegerse contra la corrosión mediante un tratamiento adecuado (galvanizado, esmalte vitrificado o

pintura tipo epoxi) que no influya negativamente en la calidad del agua de consumo. También se pueden construir con otros materiales, tales como fibrocentro (uralita) o poliéster reforzado con fibra de vidrio. Estos últimos presentan menor peso, menor coste y ausencia de corrosión.

Cuando se opera en circuito cerrado, se dispone de un elemento más, el intercambiador de calor, que tiene por misión hacer la transferencia de calor entre el agua caliente procedente de los paneles y la contenida en el acumulador para uso de la vivienda. Los intercambiadores de calor pueden disponerse en el mismo depósito acumulador (serpentín o encamisado) o situarse separadamente del tanque de almacenamiento (Figura 2.11).

Muy importante resulta también el aislamiento del tanque acumulador. Dicho aislamiento debe calcularse para pérdidas de energía térmica a un máximo del 3 al 5% en 24 horas. Normalmente suelen realizarse a base de mantas de fibra de vidrio aplicado en varias capas o con planchas de caucho microporoso de baja conductividad térmica. En los tanques de pequeño volumen, el aislamiento puede ser también a base de poliestireno expandido.

## Subsistema de distribución

El subsistema de distribución está constituido por las redes de tuberías y los accesorios correspondientes que realizarán el transporte del fluido portador de calor entre los colectores y el sistema de almacenamiento, y desde éste a los puntos de consumo.

La conexión de los subsistemas colector y acumulador se realiza mediante dos líneas: la de alimentación o impulsión y la de salida o retorno. La primera une la zona inferior del acumulador con la entrada a los colectores y la segunda pone en comunicación la salida de los colectores con la parte más alta del acumulador.

Para la elección de la tubería hay que tener en cuenta el uso y la temperatura del fluido que transporta. Para eliminar riesgos de corrosión galvánica se procura no emplear conducciones de metales diferentes y, en todo caso, se evitará el contacto directo entre las tuberías, mediante manguitos de caucho o teflón, en los circuitos de circulación del fluido.

Para los circuitos cerrados puede usarse tubería de acero negro; en aquéllos por donde circule agua caliente sanitaria, se emplearán de acero galvanizado o cobre.

Otro aspecto importante de las tuberías conductoras de fluido caliente es su aislamiento térmico. Al igual que en los depósitos, el espesor del aislamiento deberá calcularse en función de la pérdida admisible, que no deberá sobrepasar el valor del 3 al 5 % de la energía térmica transportada.

Uno de los elementos más importantes del subsistema de distribución es el equipo de bombas que hay que instalar para provocar la circulación del líquido portador del calor a través de una parte del circuito hidráulico. Las bombas suelen ser de tipo centrífugo, análogas a las empleadas en las instalaciones convencionales de calefacción por agua caliente. Por tanto, deben ser capaces de funcionar a temperaturas algo superiores a los 100°C y ser resistentes a la corrosión. Otra característica estimable es la ausencia de ruidos, lo que lleva aparejado el que operen con pocas vibraciones.

La potencia de diseño de la bomba dependerá del caudal impulsado y de la caída de presión (pérdida de carga) que debe vencer.

Cuando el agua se calienta en el circuito primario, aumenta su volumen al producirse una dilatación de la misma, y si no se coloca un dispositivo adecuado para absorber la expansión pueden originarse presiones peligrosas y provocar la rotura de la instalación en algún punto. Los dispositivos empleados a tal efecto son los llamados *vasos de expansión*, que pueden ser de tipo abierto o cerrado.

El primero es simplemente un pequeño depósito sin cubrir que, a manera de cisterna, se coloca por encima del punto más alto de la instalación y que recogerá el exceso de volumen de agua producido por la dilatación.

El vaso de expansión cerrado es el de mayor empleo en los sistemas solares, y consiste en un pequeño recipiente cerrado, dividido interiormente por medio de una membrana de caucho elástico. La zona superior del vaso se llena con aire; la otra zona se conecta al circuito primario. La dilatación del agua queda absorbida por la cámara de gas al abombarse la membrana, lo que produce un aumento de presión en la cámara superior.

El mayor uso de los vasos cerrados es debido a que no exigen prácticamente ningún tipo de mantenimiento, no se producen pérdidas por evaporación ni existe la posibilidad de entrada de aire a la instalación a través del mismo. Finalmente, serán necesarios elementos accesorios en el sistema distribuidor, entre los que se citarán básicamente las válvulas, purgadores, filtros y todos aquellos elementos empleados en las instalaciones convencionales de fontanería.

## **Subsistema de medida y control**

El sistema solar a baja temperatura se completa con el subsistema de medida y control. Dentro de los instrumentos de medida imprescindibles es necesario destacar los termómetros y los manómetros, mientras que el control generalmente se referirá al funcionamiento de la bomba de circulación y, en su caso, a actuaciones sobre válvulas automáticas situadas en el circuito.

El mecanismo de control puede ser accionado por medio de termostatos, montados directamente sobre los colectores solares, células fotoeléctricas que se excitan por encima de una potencia preestablecida o sensores térmicos, sumergidos en el circuito primario. Estos elementos ponen en servicio la bomba o las válvulas automáticas.

Las señales originadas en estos elementos son comparadas con unos valores de referencia y en función de la diferencia de señal registrada (control diferencial) se envía un impulso a los contactores de la bomba o hacia los electroimanes de las válvulas solenoides, según sea el tipo de montaje efectuado.

Los controles diferenciales suelen llevar acoplado un temporizador, con el objeto exclusivo de retardar durante un cierto tiempo el desconectado del sistema por entrada de agua fría procedente de los paneles en los casos de enfriamiento por nublados esporádicos, ya que ello daría lugar a que la instalación marchara a *saltos*, con la consiguiente sobrecarga en los motores de las bombas.

## **Características de los equipos solares de baja temperatura**

Los equipos solares activos presentan un comportamiento y exigen unos métodos de cálculo que los diferencia de los equipos que utilizan energía conven-

cional. En general, los equipos solares no garantizan la totalidad de las necesidades energéticas. Contrariamente al criterio de dimensionado seguido para los equipos convencionales, los solares no se dimensionan para las condiciones extremas de necesidades energéticas, debido a la alta inversión inicial que se necesita para su instalación. Es decir, para los equipos solares no se consideran las necesidades máximas previsibles, sino que se toma en consideración el balance energético medio anual, con el fin de incrementar el factor de utilización y, consecuentemente, la rentabilidad del equipo. Por ello, es necesario un equipo convencional de apoyo que supla las necesidades energéticas no cubiertas por el equipo solar.

Los equipos convencionales de apoyo, con independencia de la existencia del equipo solar, se dimensionan en función de las necesidades energéticas máximas, previsibles para el momento más desfavorable del año. Con ello se podrá hacer frente a las necesidades energéticas, incluso en el caso más desfavorable de sucesión ininterrumpida de días nublados.

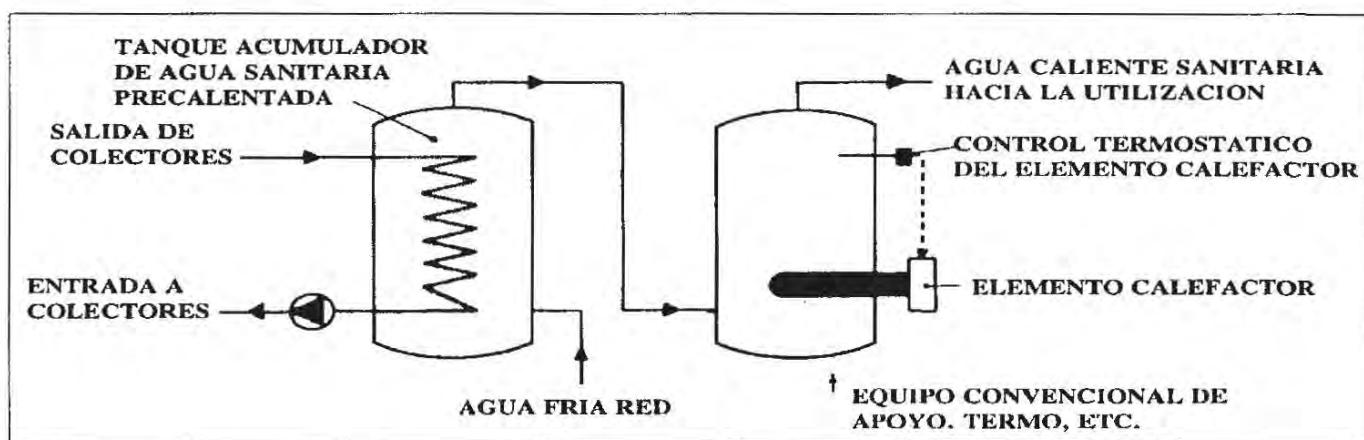


Figura 2.12: Interconexión acumulador-equipo de apoyo.

Para el máximo ahorro o sustitución energética por parte del equipo solar, es conveniente que los colectores trabajen a la menor temperatura posible. Para ello, el equipo solar se utilizará preferentemente para el precalentamiento y el equipo convencional de apoyo, conectado en serie respecto del equipo solar efectuará, en caso necesario, el recalentamiento final hasta la temperatura de utilización requerida.

Asimismo, el equipo de apoyo deberá disponer de un control termostático de modo que, con independencia del nivel de precalentamiento proporcionado por el equipo solar, el recalentamiento se efectúe de forma precisa hasta el valor requerido.

En la Figura 2.12 se muestra la interconexión típica del equipo solar con el convencional de apoyo para una instalación de agua caliente sanitaria.

## CONVERSIÓN TÉRMICA A TEMPERATURAS MEDIAS

Se ha determinado que los colectores planos presentan una eficacia relativamente alta operando hasta cerca de los 45°C de temperatura media. Ahora bien, cuando se requieren temperaturas más altas (superiores a los 100°C), ya sea para calefacción con radiadores, para calor en procesos industriales, etc., es indispensable la concentración de la energía solar.

Existen diferentes sistemas para concentrar la radiación solar (Figura 2.13): combinaciones

de espejos planos, espejos cilindro-parabólicos, espejos parabólicos, lentes normales y lentes de Fresnel (sucesión de anillos concéntricos formados cada uno por lentes simples de distintas curvaturas).

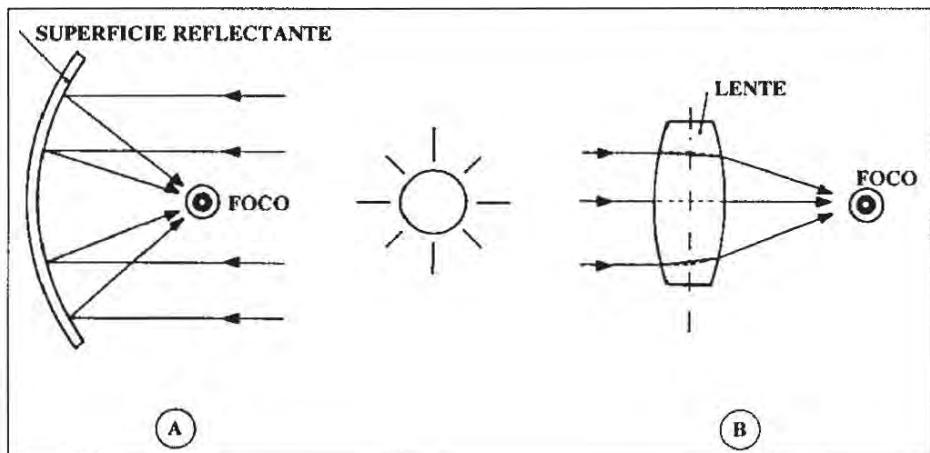


Figura 2.13: Sistemas de concentración:  
A) Por reflexión. B) Por refracción.

El empleo de lentes presenta el inconveniente de su peso y su precio en relación con los sistemas reflectantes, por lo que éstos se están desarrollando más ampliamente que los primeros, utilizándose como superficies reflectantes metales pulidos, vidrios plateados o materiales plásticos recubiertos de capas de aluminio.

Canalizando de las formas citadas la radiación captada hacia un punto o pequeña superficie, el denominado *foco* del sistema óptico, se logra que el dispositivo absorbedor eleve su temperatura muy por encima de la alcanzada en los colectores planos. La superficie que recibe los rayos concentrados puede tener cualquier forma, dependiendo de la técnica usada.

El **factor de concentración**,  $C$ , indica la cantidad de veces que es menor la superficie de absorción comparada con el área de entrada de la radiación recibida, definiéndose como:

$$C = \frac{q_f}{q_i}$$

siendo  $q_f$  la intensidad de la radiación en la zona focal y  $q_i$  la intensidad de la radiación directa captada por el colector.

El inconveniente de los concentradores es que sólo trabajan con la radiación directa, no aprovechando la radiación dispersa, que no es enfocable. Otra desventaja es que cuanto más aumenta el factor de concentración, menor es la desviación aceptada de los rayos incidentes respecto de la perpendicular de la superficie captadora, necesitando, por consiguiente, un sistema de orientación, cuya misión es mover el colector siguiendo los movimientos del Sol en su recorrido diario por el cielo.

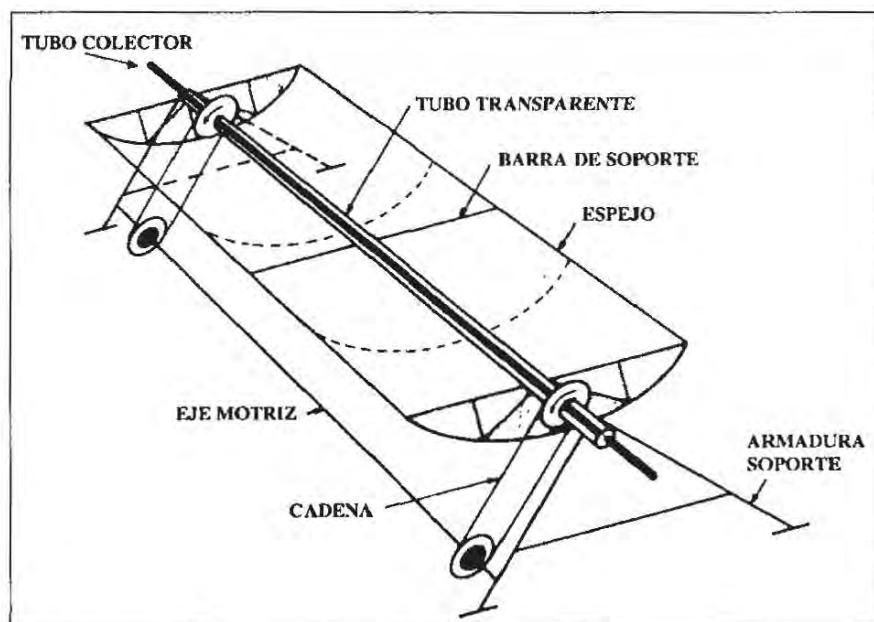


Figura 2.14: Esquema de colector cilindro-parabólico.

El colector cilindro-parabólico es en la actualidad la solución más favorable para una concentración de tipo medio ( $2 \leq C \leq 40$ ), muy útil para una amplia gama de

aplicaciones a temperaturas medias. El colector (Figura 2.14) consiste en un espejo cilindro-parabólico que refleja la radiación recibida sobre un tubo de vidrio dispuesto a lo largo de la línea focal del sistema óptico. Dentro del tubo de vidrio está el absorbedor y el fluido portador del calor.

El absorbedor puede ser de varios tipos (Figura 2.15):

- Tubo absorbente negro con cubierta de vidrio transparente (Figura 2.15.a).

- Tubo de vidrio transparente con fluido absorbedor negro (Figura 2.15.b).
- Estrella hueca absorbente negra con cubierta de vidrio transparente (Figura 2.15.c).
- Tubo de vidrio transparente con estrella negra absorbente (Figura 2.15.d).

El sistema que más ventajas presenta es el citado en último lugar. La radiación solar penetra a través del tubo de vidrio calentando el absorbedor de estrella que, a su vez, transmite la energía al fluido portador de calor (según la temperatura, agua, glicol o aceite). El absorbedor de estrella es muy eficaz, debido a la múltiple reflexión de la radiación en sus elementos. El agente portador de calor que circula alrededor del absorbedor no es transparente a la radiación emitida por la superficie

negra de la estrella, con lo que la energía emitida se absorbe en el fluido circundante, es decir, el fluido opera como un filtro selectivo. Por ello sólo se producen pérdidas por convección y radiación del mismo tubo de vidrio, siendo éstas muy inferiores a las ocasionadas en un colector plano.

El colector cilindro-parabólico tiene aproximadamente la misma eficacia que el colector plano a temperaturas de alrededor de 50°C; sin embargo, se utiliza el primero, ya que su rendimiento es notablemente superior. Con este tipo de sistema se pueden obtener temperaturas de hasta 300°C, útiles ya en sistemas

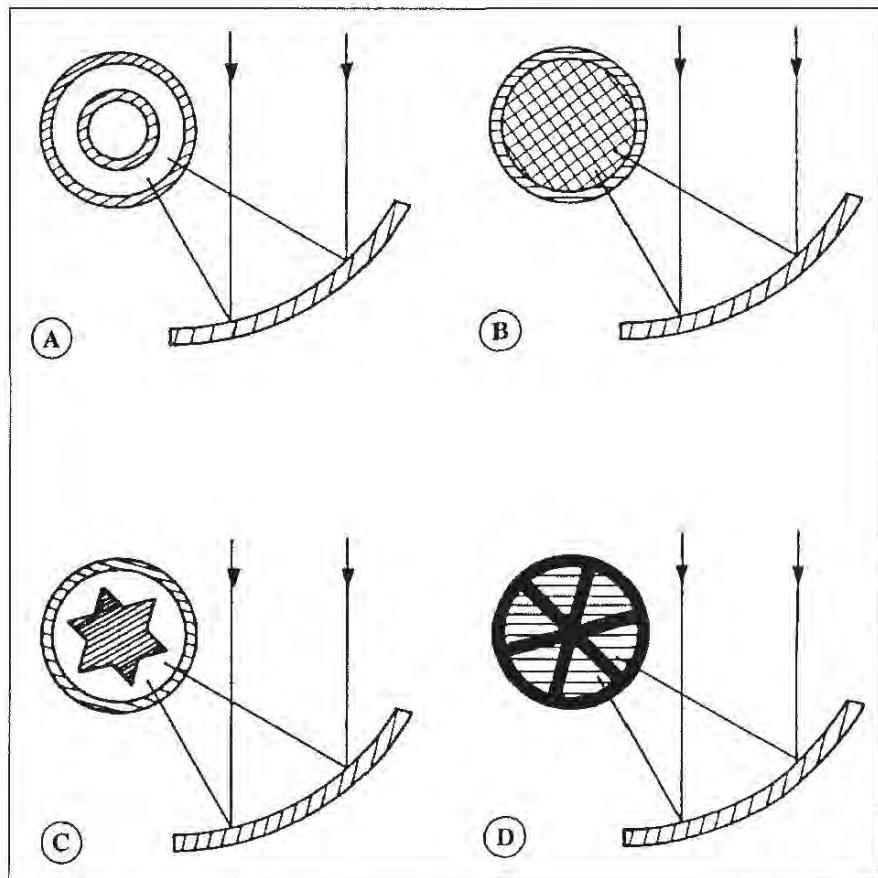


Figura 2.15: Tipos de absorbedores:  
A) Tubo negro B) Fluido negro C) Estrella hueca D) Estrella negra

industriales, con lo que se puede intuir su amplio rango de aplicabilidad. En la Figura 2.16 se muestran las curvas de rendimiento de estos sistemas, en comparación con la de un panel plano.

Como ya se ha indicado, los colectores cilindro-parabólicos han de estar orientados de tal manera, que en todo momento concentren los rayos solares sobre su línea focal. Para que esto se cumpla, los colectores cilindro-parabólicos se montan igual que los colectores planos, es decir, mirando al Sur y formando un ángulo con la horizontal igual a la latitud del lugar, pero además necesitan un dispositivo que vaya haciendo girar los espejos sobre su eje focal de Este a Oeste a lo largo del día, en perfecto sincronismo con el movimiento aparente del Sol. Tal dispositivo puede ser un simple reloj, un motor síncrono que haga girar los espejos continuamente a razón de  $15^\circ/h$ , o un servomotor que sólo actúa cuando recibe la señal de un sensor solar y los obliga a girar el ángulo necesario para que, de forma automática, se orienten de manera que el máximo de radiación se concentre sobre el eje focal.

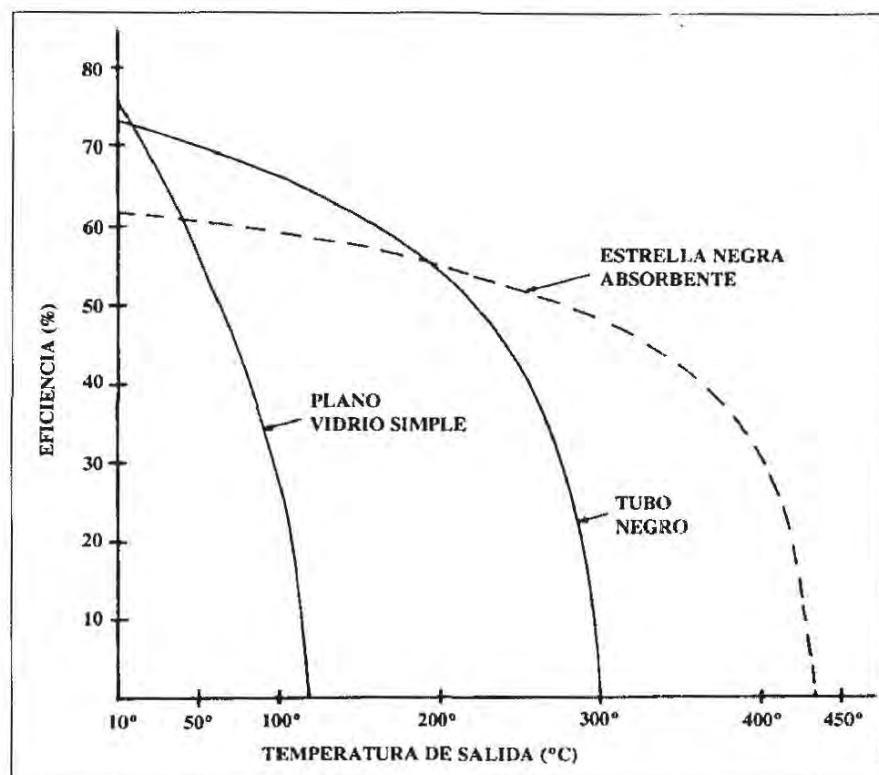


Figura 2.16: Curvas de rendimiento de colectores cilindro-parabólicos.

Los colectores cilindro-parabólicos, aparte de poder operar a temperaturas superiores a las de los planos, tienen la ventaja de requerir depósitos de acumulación de calor más pequeños, de tener pérdidas térmicas menores, así como una sensibilidad al viento menor, debido al reducido tamaño del área de absorción. Sin embargo, tienen la desventaja de ser más caros que los planos, aproximadamente en un factor de 1,5 respecto a la superficie colectora, sin incluir los soportes, seguidores solares ni mano de obra de la instalación.

## Aplicaciones industriales: sistemas de colectores distribuidos

Aunque los colectores cilindro-parabólicos son aplicables en la misma gama de necesidades que los paneles planos, al poder desarrollar temperaturas considerablemente superiores, tienen interesantes posibilidades de utilización a nivel industrial.

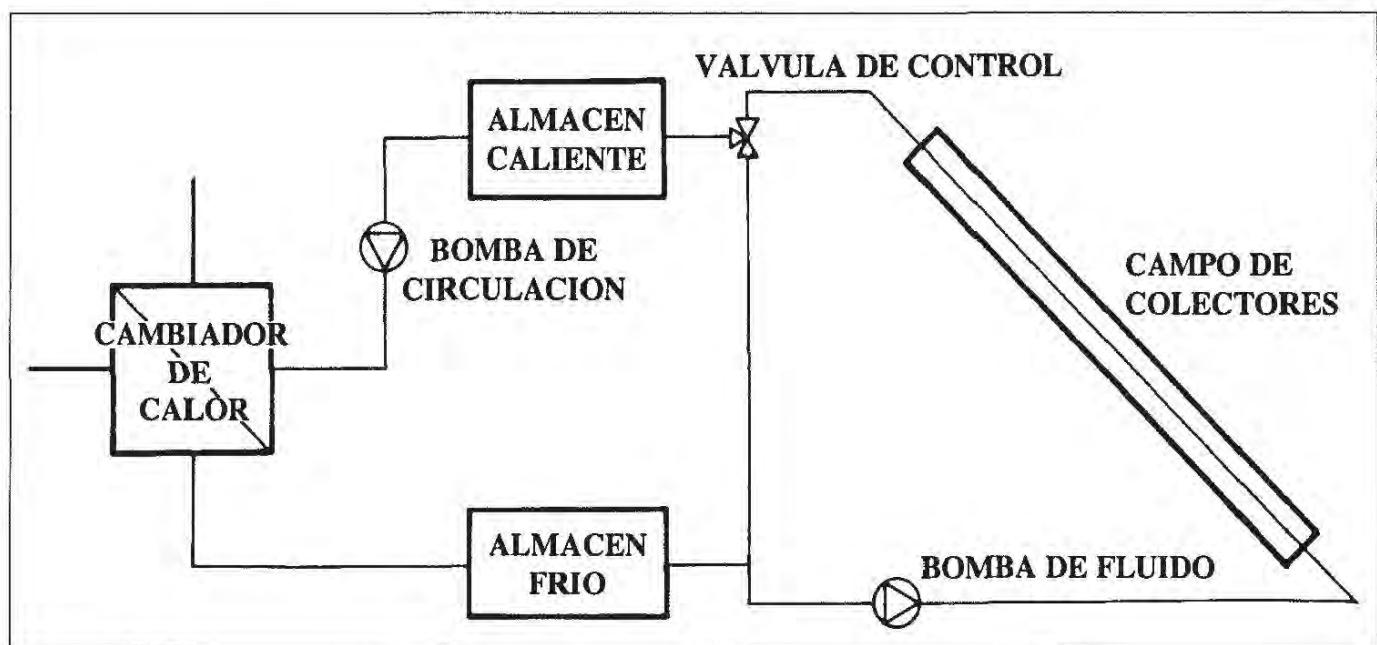


Figura 2.17: Generación de calor en granjas solares.

Los sistemas solares de conversión a media temperatura por asociación de un cierto número de paneles cilindro-parabólicos se denominan *granjas solares* o *sistemas de colectores distribuidos*, pudiendo ser utilizados en principio para la producción de calor o electricidad, o bien como sistemas compuestos para la producción simultánea de ambas formas de energía.

En las granjas solares existen dos depósitos de acumulación, uno para el fluido caliente y otro para el frío, lo que permite el máximo aprovechamiento del sistema al producirse una acumulación de energía, que será utilizada cuando la radiación solar incidente sea mínima.

Este tipo de sistema se puede utilizar de forma óptima para la producción de vapor o para el calentamiento de otro tipo de fluido en un rango amplio de temperaturas, pudiéndose alcanzar hasta los 300°C (Figura 2.17).

Aplicaciones típicas de este rango de temperaturas son:

- Procesos térmicos en industrias (alimentaria, química, textil, etc.).
- Desalinización de agua de mar.
- Refrigeración y climatización.

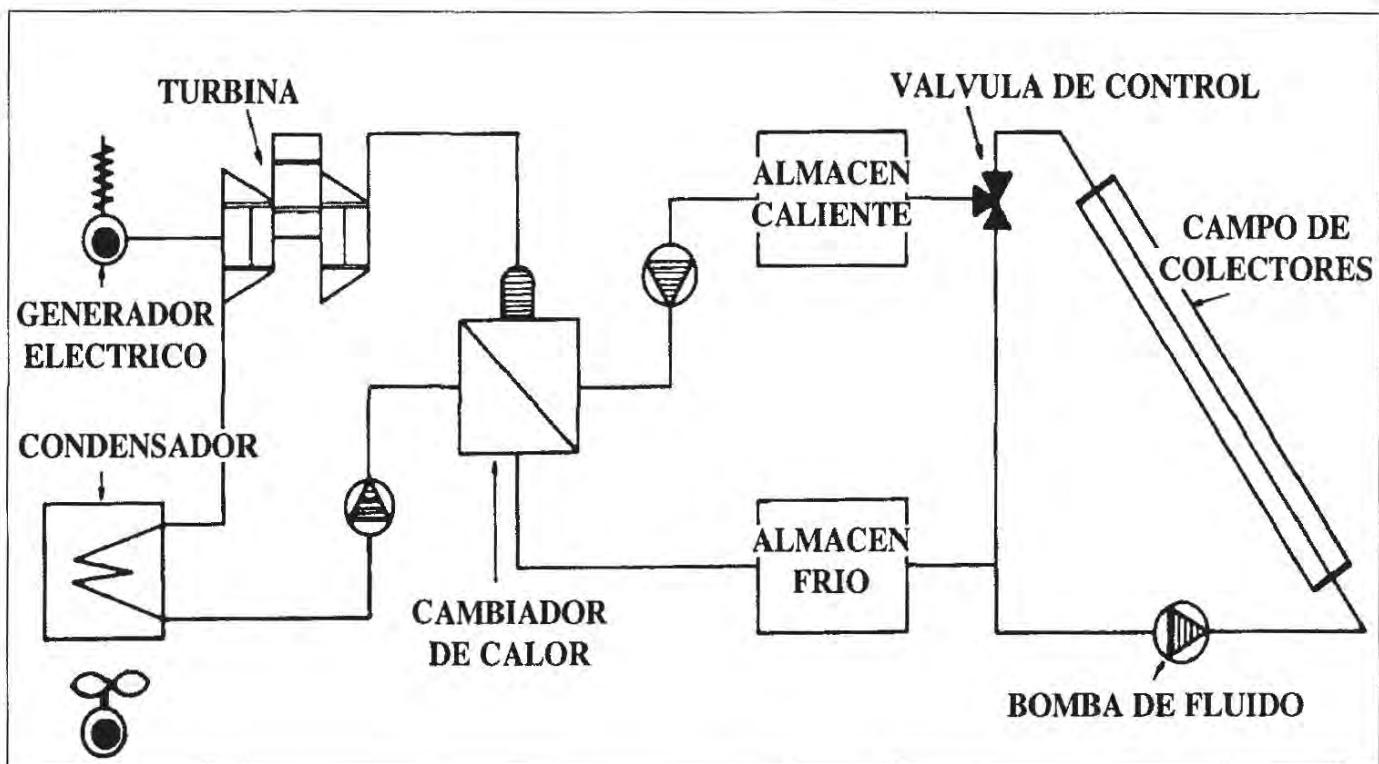


Figura 2.18: Generación de energía eléctrica en granjas solares.

Por otra parte, las granjas solares también pueden utilizarse para la generación de electricidad (Figura 2.18). La generación de potencias comprendidas entre 30 kW y 1 MW presenta los mejores rendimientos; la utilización de sistemas de colectores distribuidos para mayores potencias alcanza límites prácticos alrededor de los 2 MW.

Como sistema combinado se puede producir calor a la temperatura de trabajo del sistema, convertir mediante una turbina y generador este calor en electricidad, y como plantas de energía total utilizar el calor residual del condensador del circuito de conversión eléctrica para alimentar procesos térmicos de baja temperatura. Evidentemente, en este último caso el rendimiento global del sistema mejora notablemente.

## CONVERSIÓN TÉRMICA A ALTAS TEMPERATURAS

La producción de energía eléctrica a gran escala a partir de la conversión térmica de la energía solar exige temperaturas superiores a los  $300^{\circ}\text{C}$ , por lo que será necesario obtener factores de concentración de la radiación muy superiores a los logrados con los colectores cilindro-parabólicos, lo que se consigue por medio de grandes paraboloides ( $100 \leq C \leq 10.000$ ), mediante un gran número de espejos enfocados hacia un mismo punto ( $100 \leq C \leq 2.000$ ), o bien mediante una combinación de ambos sistemas.

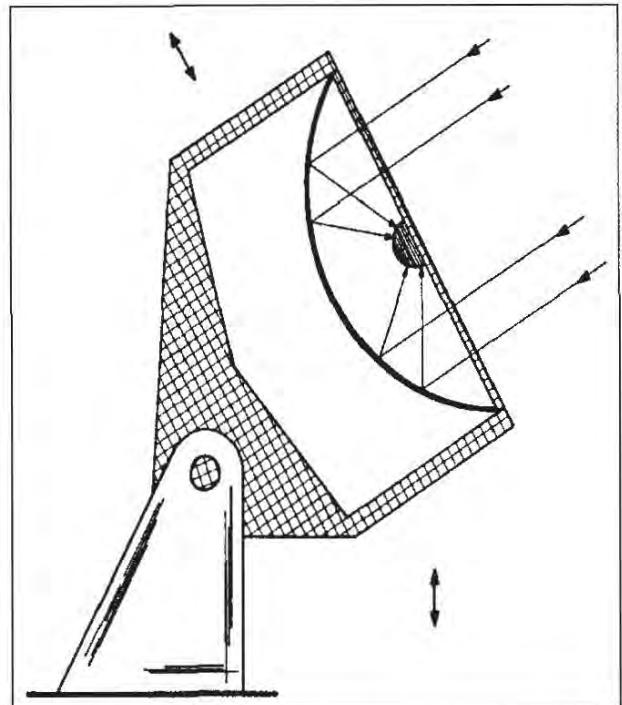


Figura 2.19: Parabolóide.

Los **paraboloides** (Figura 2.19) reflejan la radiación solar incidente hacia un área muy reducida situada en el foco, donde se encuentra el absorbedor, una caldera de diseño especial a través de la cual circula el fluido portador de calor. En los absorbedores se originan temperaturas del orden de los  $4.000^{\circ}\text{C}$ , siendo necesario que el sistema siempre esté perfectamente orientado hacia el Sol.

Este sistema se puede combinar con un cierto número de espejos planos en lo que se ha dado en llamar **hornos solares** (Figura 2.20). una instalación de

este tipo consiste en un gran número de espejos planos que reflejan los rayos solares hacia un gran colector parabólico, el cual a su vez concentra los rayos en su foco, donde se encuentra la caldera.

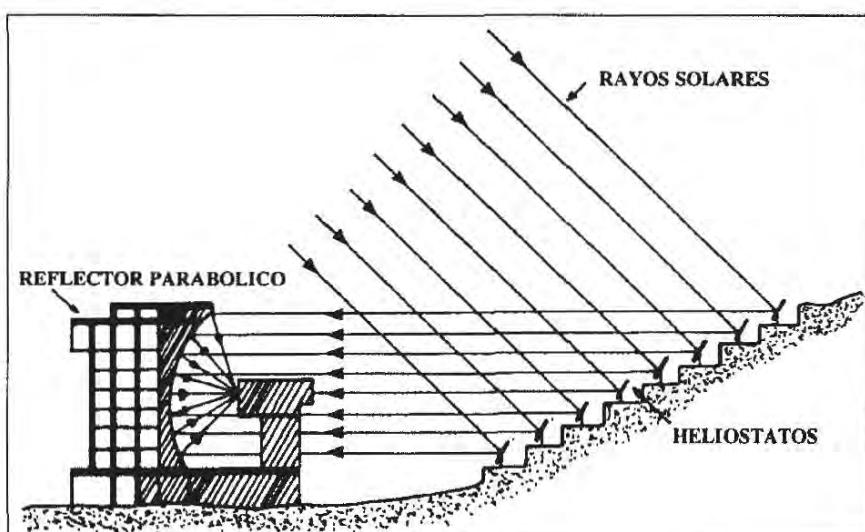


Figura 2.20: Horno solar.

Sin embargo, el sistema de conversión térmica a altas temperaturas más extendido es el de receptor central, que está

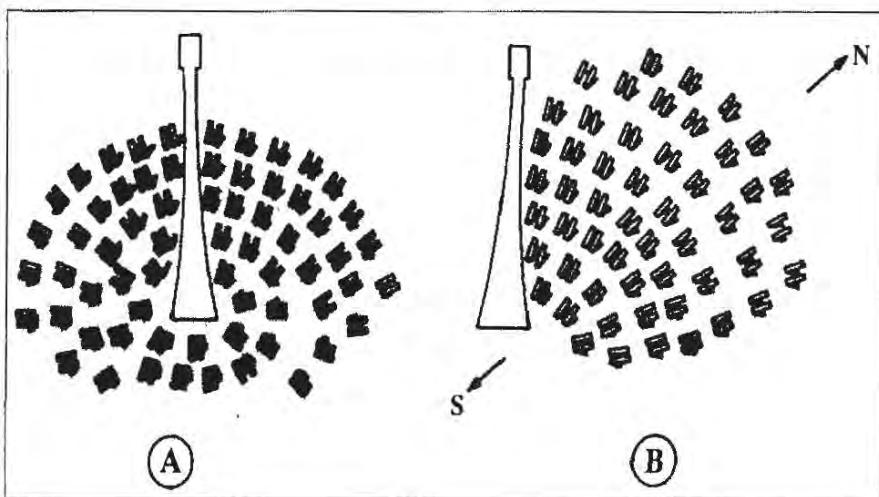


Figura 2.21: Disposición de los sistemas de receptor central.  
A) Torre central. B) Campo Norte.

formado por un campo de espejos orientables (*helióstatos*) que concentran la radiación solar sobre una caldera situada en lo alto de una torre ubicada bien en el centro del campo, o bien en uno de sus extremos, según se puede apreciar en la Figura 2.21.

Los elementos colectores de las centrales de torre son los **helióstatos**, espejos que mantienen continuamente focalizada la radiación solar en un punto determinado (Figura 2.22).

La **superficie reflectora** es la parte más importante del heliostato, al ser la encargada de recoger, reflejar y dirigir la radiación solar. Sus parámetros más significativos son la geometría (generalmente varios espejos rectangulares planos) y su reflectancia (normalmente vidrios plateados con valores superiores al 90%).

La **estructura de soporte** de la superficie reflectora tiene como misión no sólo mantenerla y darle rigidez, sino también actuar sobre la focalización definitiva de los espejos.

Los **mecanismos de actuación** de la superficie reflectora son necesarios para el seguimiento solar en dos ejes

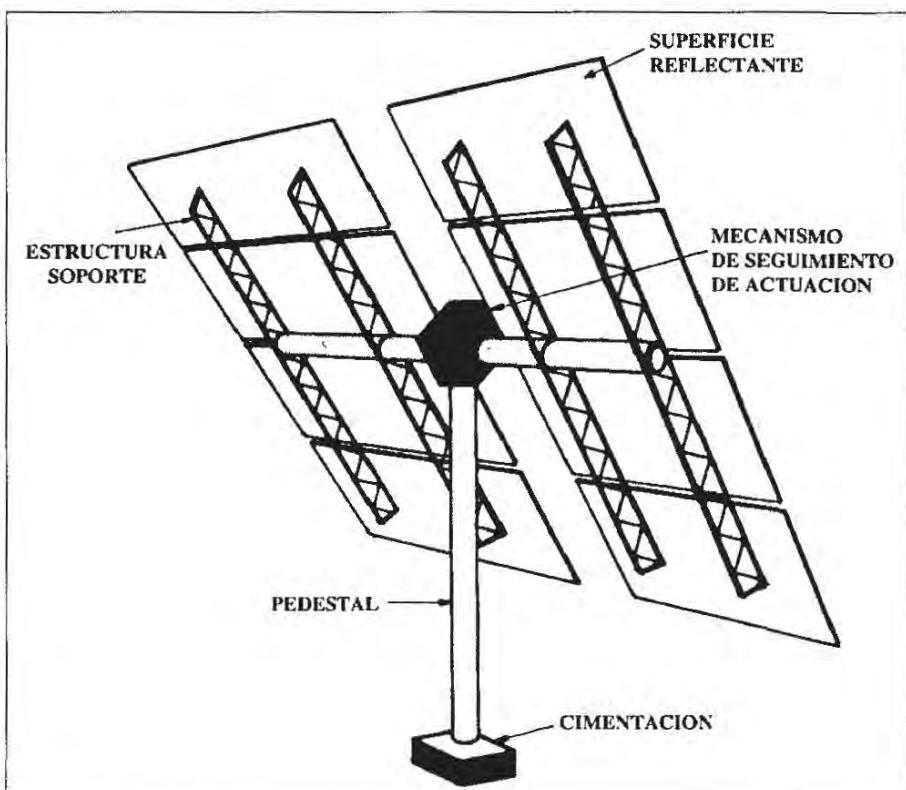


Figura 2.22: Elementos de un heliostato.

y para realizar los movimientos inherentes al inicio o fin de operación o de emergencia.

**Los pedestales y cimentaciones** (metálicos o de cemento) aseguran la rigidez y estabilidad de la superficie reflectora a la vez que sirven de soporte de los mecanismos de actuación.

**La electrónica de control** de cada helióstato suele ir instalada en el pedestal, realizando las tareas de ejecución de órdenes y de información de su estado, gobernada por un ordenador central.

**El campo de helióstatos** está formado por el conjunto de todos ellos y constituye el elemento global de captación, dirección y concentración de la radiación solar. Su comportamiento global puede definirse a partir de su rendimiento, obtenido de los siguientes factores:

- Sombra de la torre.
- Sombra de los helióstatos.
- Atenuación atmosférica.
- Error de seguimiento.
- Limpieza y conservación de las superficies reflectoras.

La concepción de un campo de helióstatos depende de los objetivos que se quieran alcanzar en la utilización de la central; por tanto será distinto si se quiere optimizar la energía producida en invierno o en verano, por la mañana o por la tarde, o bien según la disponibilidad del suelo. Una vez definidos los objetivos, se habrá de optimizar el rendimiento del campo, teniendo en cuenta los factores antes indicados.

**Los receptores** o absorbedores, situados en lo alto de la torre, tienen como misión facilitar la transformación de la energía radiante en energía interna de un fluido de trabajo. En estos sistemas, que deben operar a muy altas temperaturas, se trata de obtener el mayor rendimiento posible en la transferencia de energía, compatibilizándola con los requerimientos de resistencia del material

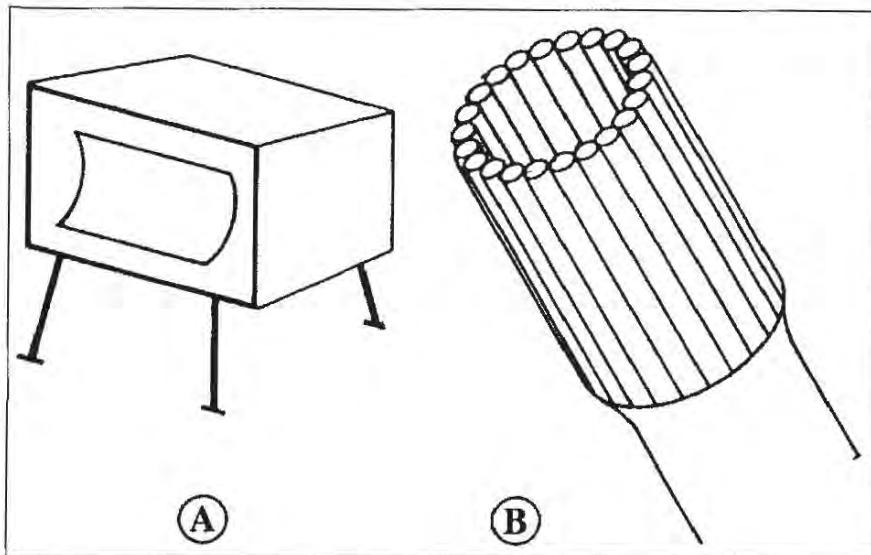


Figura 2.23: Receptores: A) De cavidad. B) Externos.

ficie total, con lo que se consigue disminuir las pérdidas por radiación a través de la misma. El receptor externo es simplemente una superficie absorbadora; apenas se utiliza.

El calor captado en el absorbedor es cedido a un **fluido portador** circulando en circuito cerrado que, debido a las altas temperaturas que ha de soportar (superiores a 500°C) suele ser sodio fundido, aunque a veces también se opera con un sistema de vapor de agua a presión. Este fluido primario caliente se hace pasar a un **sistema de almacenamiento**, para luego ser utilizado como medio de calefacción de un sistema de generación de vapor. Una vez que el fluido primario ha cedido gran parte de su energía térmica retorna, a través del almacén de fluido, al sistema receptor de la torre, cerrando así el circuito (Figura 2.24). El vapor producido en el cambiador de calor alimenta una turbina convencional que actúa sobre un alternador de donde se obtiene la electricidad, que se envía a la red.

La tecnología de las centrales solares se encuentra actualmente en fase de pleno desarrollo. Las instalaciones existentes se pueden considerar como plantas piloto de experimentación, de más o menos potencia sin pretender, por tanto, que de ellas se obtenga una rentabilidad económica inmediata, aunque es evidente que se obtendrá una rentabilidad medida en parámetros de innovación tecnológica, que se podría traducir posteriormente en rentabilidad económica.

Las posibilidades de implantación de este tipo de centrales pueden quedar restringidas a ser complementarias de las centrales actuales de combustibles

ante los elevados valores de intensidad de radiación incidente, del orden de 1 MW/m<sup>2</sup>. Se han construido dos tipos fundamentales: receptores de cavidad y receptores externos o abiertos (Figura 2.23).

El receptor de cavidad consiste en un volumen con una abertura de pequeña superficie en comparación con la super-

convencionales, y sólo en aquellas épocas y lugares donde las condiciones solares sean muy favorables. Estas posibilidades de implantación aumentarían si se resuelven los problemas del almacenamiento de la energía térmica que hoy día existen.

Desde el punto de vista económico, el precio del heliostato se sitúa actualmente en el orden de las 50.000 ptas/m<sup>2</sup>. Dentro del capital inmovilizado de una central solar, los heliostatos representan el 50% del mismo, aunque algunas previsiones lo sitúan entre el 35 y el 40%. A título orientativo, se puede estimar el coste del kW eléctrico (kWe) instalado en centrales solares de torre en unas 500.000 ptas. Si se compara este coste con el de las centrales convencionales de fuel (60.000 ptas/kWe instalado) se ve claramente que aún resultan excesivamente caras para hacerlas competitivas económicamente.

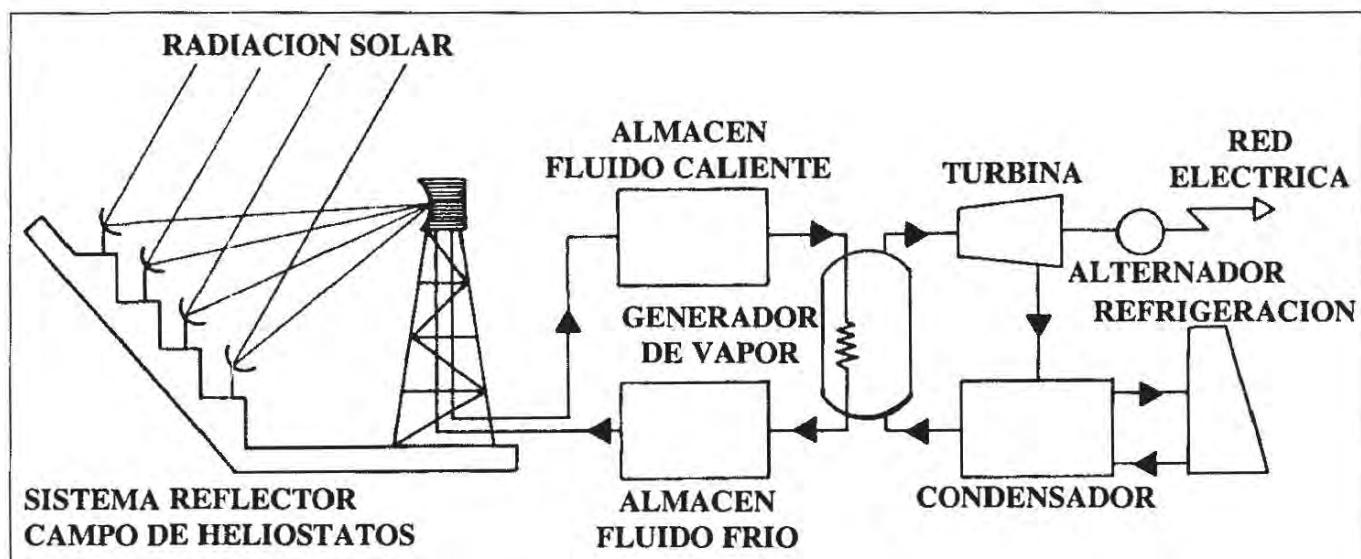


Figura 2.24: Principio de funcionamiento de una central solar de torre.

Los rendimientos de transformación de las centrales solares oscilan en torno al 10%. Este bajo rendimiento, unido a la dispersión de la energía solar (1 kW/m<sup>2</sup>, en los casos más favorables) y a la limitación del tiempo de radiación útil (de 1.500 a 3.000 h/año), hacen pensar que tal vez la solución no consista en construir grandes centrales, que ocuparían grandes superficies de terreno, sino pequeñas unidades muy numerosas y acopladas a los mismos lugares de uso. En este sentido, es previsible que el tamaño óptimo de las centrales solares futuras pueda tener las siguientes características:

- Potencia: 100 MWe

- Número de helióstatos: 12.000
- Superficie unitaria: 42 m<sup>2</sup>
- Superficie ocupada: 3 km<sup>2</sup>
- Funcionamiento: 2.500 h/año

Otra modalidad de uso de centrales solares que se supone puede tener gran impulso en el futuro es la de plantas mixtas convencionales-solares, consistentes en adaptar plantas convencionales, que hayan dejado de ser rentables por cualquier razón, para operarlas con ayuda de energía térmica procedente de una torre solar. Para que esta solución presente viabilidad económica es necesario que la planta convencional tenga una potencia comprendida entre 50 y 150 MWe y esté situada en una región con insolación superior a los 700 W/m<sup>2</sup>. En cualquier caso, la aportación solar para este tipo de plantas, no superaría el 50% de la potencia máxima instalada.

De lo expuesto se puede deducir que las centrales solares están aún lejos de resolver el problema energético, aunque se pueden considerar válidas como un modesto complemento de las centrales térmicas convencionales.

## **CONVERSIÓN ELÉCTRICA: SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**

Existen dos efectos físicos que permiten la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica: el termoeléctrico y el fotoeléctrico. En el primero, la corriente eléctrica se produce a partir del calor de la radiación luminosa, mientras que en el segundo, es la energía de los corpúsculos constituyentes de la luz (fotones) la que se aprovecha para producir electricidad.

El efecto termoeléctrico presenta ciertas variantes, generación termoiónica, generación termoeléctrica, en las que no se profundizará aquí por su casi nula aplicación actual, mientras que respecto al efecto fotoeléctrico se pueden contemplar la generación fotoemisiva, la fotogalvánica y la fotovoltaica. Aunque las dos primeras variantes fotoeléctricas tampoco tienen mucha aplicación, la generación fotovoltaica sí es de gran importancia, y la conversión directa de energía solar

en energía eléctrica está basada casi por completo en el denominado *efecto fotovoltaico*.

El **efecto fotovoltaico** es la producción de una fuerza electromotriz en un **material semiconductor** como consecuencia de la absorción de radiación luminosa. Los semiconductores son sustancias de conductividad eléctrica intermedia entre un aislante y un conductor. Una de sus características más importantes desde el punto de vista tecnológico, es la existencia en ellos de dos tipos de portadores de corriente: unos dotados de carga eléctrica negativa, constituidos por electrones libres, y otros dotados de carga eléctrica igual en magnitud pero de signo positivo, que se denominan *huecos*. Ciertos semiconductores presentan predominantemente conducción por huecos y se denominan **semiconductores tipo p** y otros presentan predominantemente conducción por electrones y se denominan **semiconductores tipo n**.

Una cualidad extremadamente importante es que la resistividad de un semiconductor, independientemente de su naturaleza (silicio, germanio, arseniuro de galio, fosfuro de galio, sulfuro de cadmio, sulfuro de cinc, etc.), puede disminuirse añadiendo pequeñas cantidades de impurezas apropiadas, o incluso puede hacerse que un semiconductor tipo p pase a ser tipo n, o viceversa. Al proceso de adición controlada de impurezas que afectan a las propiedades eléctricas del semiconductor se denomina *dopaje* o *dopado*. En el silicio, el semiconductor más ampliamente usado hoy día con fines electrónicos, las impurezas de fósforo o arsénico lo hacen tipo n, mientras que las impurezas de boro o galio lo hacen tipo p. El alto grado de pureza necesario para la obtención de semiconductores es el motivo fundamental de su elevado coste, como se verá más adelante.

Cuando se construye un diodo semiconductor (dispositivo electrónico de propiedades asimétricas de conducción, es decir, conduce en un solo sentido) con un semiconductor tipo p y otro tipo n, en el plano de separación entre ambos semiconductores (unión p-n) existe un elevado gradiente de ambos tipos de portadores que hace que éstos tiendan a abandonar por difusión la región en que son abundantes y vayan a la región en que son minoritarios: los electrones hacia la zona p y los huecos hacia la zona n.

Al ocurrir esto, dejan en la zona próxima a la unión las cargas fijas, positivas en la zona n y negativas en la zona p, sin la neutralización que le daban

las cargas móviles, electrones y huecos, respectivamente. Todo ello induce un campo eléctrico a ambos lados de la unión p-n, dirigido de la zona n a la p y que tiende a compensar el efecto anterior (Figura 2.25) para mantener el sistema en equilibrio (carga neta nula).

Cuando sobre un semiconductor incide una radiación luminosa con energía suficiente para romper los enlaces de los electrones de valencia y generar pares electrón-hueco, la existencia de una unión p-n separa dichos pares, enviando a los portadores minoritarios hacia la región donde son mayoritarios, debido a su alto campo eléctrico. Un aporte de cargas de este modo afluviendo a ambas regiones (electrones afluviendo a la zona n y huecos a la zona p) es, en resumen, una corriente eléctrica que atraviesa la unión p-n desde la zona n a la p, y que puede ser entregada a un circuito exterior, saliendo por la región p y entrando por la región n.

Así pues, una **célula solar fotovoltaica** está constituida por un disco monocrystalino de silicio, dopado en su superficie superior (expuesta al Sol) hasta hacerla de tipo n en un espesor de  $0,6 \mu\text{m}$ , mientras que su parte inferior se deja de tipo p, con un espesor de hasta  $0,4 \text{ mm}$ . Así se produce una unión p-n paralela a la superficie iluminada de la célula.

Para tomar contactos eléctricos al semiconductor, se depositan dos capas metálicas sobre ambas caras de la célula, pero la de la superficie superior en forma de rejilla, ya que de lo contrario no sería posible que la luz entrase en el semiconductor. La corriente fotovoltaica generada sale por el contacto p, atraviesa una carga externa, y vuelve a entrar por el contacto n (Figura 2.26).

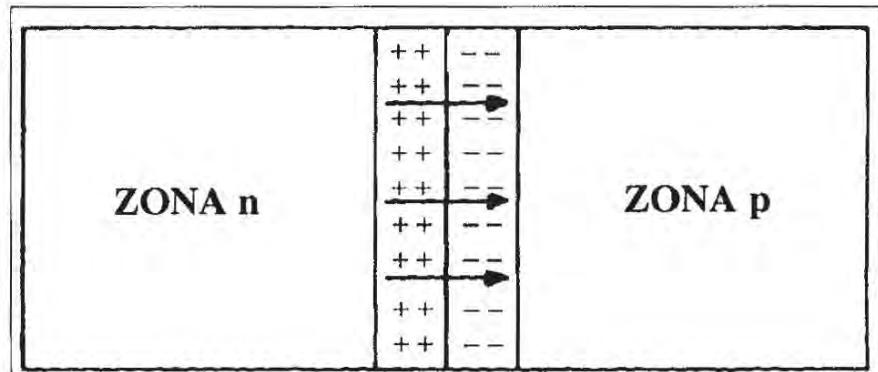


Figura 2.25: Unión p-n en equilibrio.

En condiciones de radiación solar de  $1 \text{ kW/m}^2$ , una célula solar en condiciones óptimas de trabajo proporciona una potencia de  $14 \text{ mW/cm}^2$  ( $28 \text{ mA/cm}^2$  a una tensión de  $0,5 \text{ V}$ ), lo que supone un rendimiento del 14 %. Si varía la iluminación, la corriente de la célula varía proporcionalmente, en tanto que la

tensión se mantiene casi invariable. Naturalmente, estos niveles de tensión son inutilizables para la mayor parte de las aplicaciones, pero si se desea obtener mayor tensión, basta conectar un cierto número de células en serie. Así, conectando 36 de ellas (dimensiones normales, 7,6 cm de diámetro) se obtienen 18 V, tensión suficiente para hacer funcionar equipos a 12 V, incluso con iluminaciones mucho menores de  $1 \text{ kW/m}^2$ . Estas 36 células interconectadas y montadas entre dos láminas de vidrio que las protegen de la intemperie constituyen lo que se denomina un **módulo fotovoltaico**.

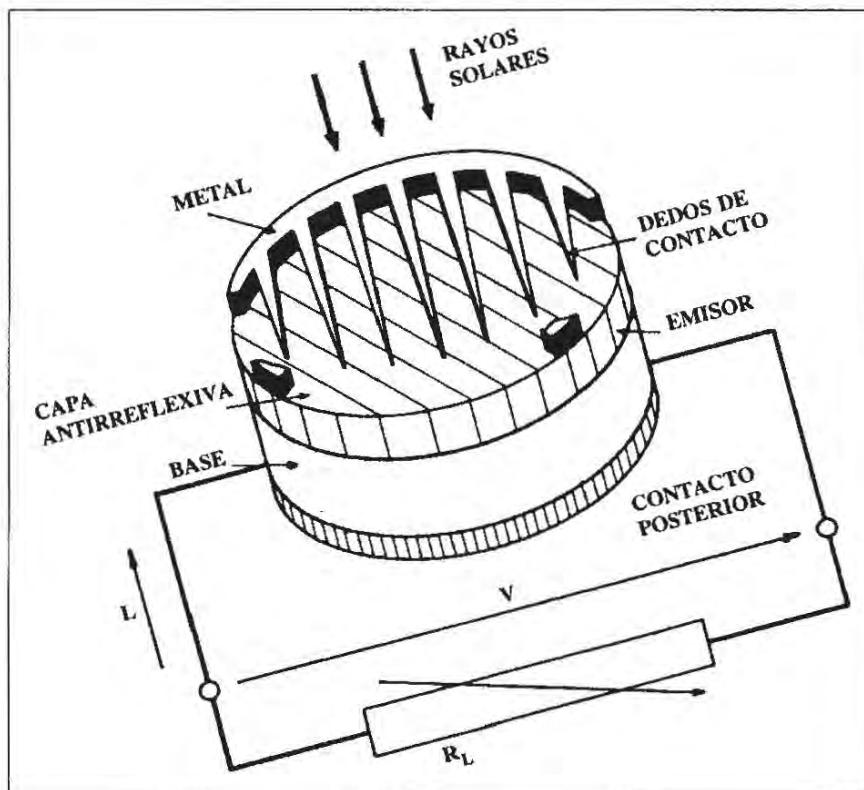


Figura 2.26: Esquema de una célula solar fotovoltaica.

puede ser necesario disponer de un equipo electrónico que convierta la corriente generada por el panel en corriente alterna o incluso en corriente continua de diferentes características que la original. Esta fase del proceso de aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica se denomina *acondicionamiento de potencia*.

En la mayoría de las aplicaciones fotovoltaicas de baja potencia, el panel se conecta en paralelo a un acumulador electroquímico (batería) para disponer de energía eléctrica almacenada. Entre el panel y el acumulador es necesario entonces insertar un diodo en serie (diodo de bloqueo), conectado de manera que

Una serie de módulos montados sobre un soporte mecánico constituyen un **panel fotovoltaico**. Los módulos de un panel se pueden conectar en serie o en paralelo, de modo que puede conseguirse casi cualquier valor de tensión y de corriente.

De cualquier manera, la corriente suministrada por un panel fotovoltaico es corriente continua, válida para una serie de aplicaciones, pero no para aquéllas que usan corriente alterna. Por ello

permite la salida de corriente del panel, pero que impida que el acumulador se descargue a través del panel en ausencia o deficiencia de luz. Asimismo, según el acumulador va alcanzando su máxima carga, la corriente que admite es menor, por lo que el panel tiende a aumentar la tensión de salida. Como la tensión del acumulador no debe superar su valor máximo de carga, hay que introducir un regulador de tensión que limite la tensión máxima del panel y así evitar dañar la batería.

Finalmente, un gene-rador fotovoltaico puede estar conectado en paralelo con la red, en cuyo caso estará previsto emplear energía procedente de ella cuando falte el Sol y cedérsela cuando la producción sea mayor que el consumo, lo que obliga a que la instalación disponga de un ondulador (dispositivo que transforma la corriente continua en corriente alterna), y de los controles electrónicos adecuados para mantener constante la calidad de la energía eléctrica procedente de la instalación solar.

Los sectores de aplicación de la energía solar fotovoltaica son diversos y claramente diferenciados; entre ellos se puede citar:

- Aplicaciones remotas.
- Usos rurales.
- Autogeneración.
- Grandes centrales.

Las **aplicaciones remotas** se refieren a aquellos casos en que es necesario el uso de electricidad en lugares no habitados donde hay que prever un pequeño consumo de electricidad. Casos típicos son los repetidores de radio y televisión, radiofaros, balizas, etc., los cuales exigen además una alta fiabilidad del sistema de alimentación. Ya hoy día es rentable disponer en estos casos de un panel fotovoltaico que, pese a su elevado coste es, sin embargo, la solución más económica. Por supuesto, en este tipo de aplicaciones es necesario prever una acumulación de energía a base de baterías.

Los **usos rurales** constituyen el siguiente mercado a cubrir con la electricidad solar fotovoltaica. En este mercado es preciso competir con el grupo

electrógeno convencional, barato pero sometido a la servidumbre del transporte de combustible, que en muchos lugares del área rural puede ser caro, y cuya menor fiabilidad, ruidos, etc., hacen poco atractivo su uso.

Se trata de instalaciones aisladas de la red general y en muchos casos no requieren acumulación, como por ejemplo en aplicaciones de riego y en muchas tareas mecánicas (descascarillado, molienda, etc.) en las cuales no es imprescindible la continuidad del servicio. En los casos en que la continuidad del servicio sea crítica, se pueden obtener excelentes valores de fiabilidad mediante el uso de sistemas acumuladores adecuadamente dimensionados, que permitan obviar el carácter aleatorio de las variables climáticas.

Otras muchas aplicaciones rurales (iluminación de viviendas, establos e invernaderos, bombeo de agua, etc.) son atendidas de forma rentable mediante sistemas fotovoltaicos, hasta el rango de varios kW a los costes actuales.

Es de esperar que la reducción de costes de la energía fotovoltaica haga rentable su empleo para la **autogeneración** de energía, ya sea en usos domésticos, ya sea en pequeñas centrales. En ambos casos los centros de consumo se supondrán conectados a la red, utilizando la energía solar como base del consumo y la de la red como complemento. En estos casos incluso se puede prever la venta del excedente de electricidad a la compañía eléctrica.

Finalmente, el uso de **grandes centrales fotovoltaicas** estará asociado a la evolución de la tecnología fotovoltaica, del coste del combustible y de las condiciones climáticas, así como a la competitividad relativa de cada solución.

## Evolución tecnológica de las células solares

El elevado coste de las células solares de silicio no es atribuible al coste intrínseco de las materias primas, sino al coste del proceso y de la energía necesaria para el mismo.

Tecnológicamente, la fabricación de células solares es muy compleja y no es una actividad que se desarrolle con una integración total de los diferentes procesos. Al contrario, la materia prima, arena común ( $SiO_2$ ) debe ser tratada en una planta, donde se reduce a silicio. A continuación se traslada a otra, donde sufre un complejo proceso de purificación, obteniéndose el polisilicio, en

atención a su estructura cristalina. En otra fábrica se transforma éste en silicio fotovoltaico y posteriormente pasa a una cuarta, donde se efectúan las operaciones físico-químicas de formación de la unión p-n y de formación de electrodos metálicos. Por último, de ésta pasa a otra, donde la célula se suelda, se encapsula y expende en forma de módulos y paneles (Figura 2.27).

La primera etapa de obtención de silicio de grado metalúrgico, sin purificar, se basa en tecnología metalúrgica convencional. En la siguiente etapa, el silicio se transforma en un compuesto de silicio ( $SiCl_4$ ), que se purifica por destilación fraccionada y se vuelve a descomponer en silicio, ya ultrapuro. Este es el punto más caro de todo el proceso, ya que requiere un gran consumo de energía. Además, la reacción es tan lenta que es preciso disponer de un gran número de cámaras de reacción, lo que eleva muchísimo el capital inmovilizado.

Para obtener láminas fotovoltaicas se comienza por fundir el polisilicio ultrapuro, añadiéndole las impurezas de boro de forma controlada; luego se solidifica lentamente en forma de lingotes cilíndricos de gran perfección cristalográfica (monocristales), que posteriormente se cortan en láminas. Estas operaciones son muy costosas no sólo porque el proceso de crecimiento del cristal es muy lento y consume mucha energía, sino también porque la cantidad de silicio ultrapuro desperdienciada es muy elevada (del orden del 80%).

Para reducir los costes de esta etapa se están intentando desarrollar tres tipos de soluciones diferentes:

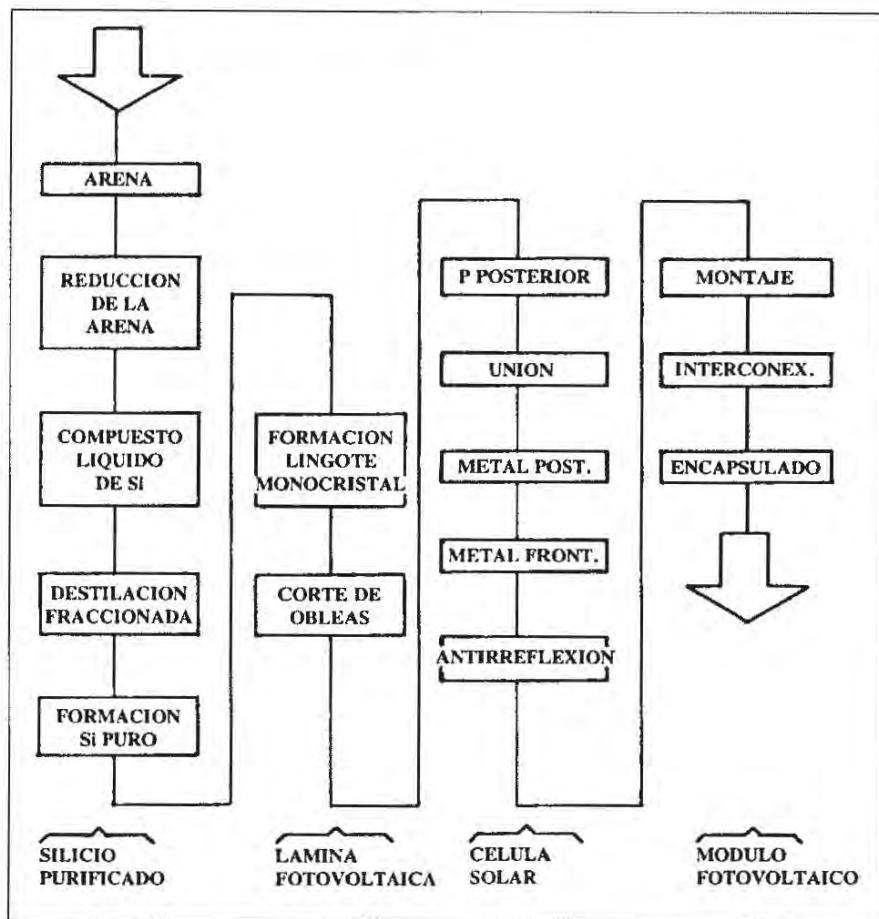


Figura 2.27: esquema de producción de paneles fotovoltaicos.

- Desarrollo de sistemas de crecimiento de lingotes en operación semi-continua de alta velocidad y de sistemas de aserrado rápido y con pocas pérdidas de silicio.
- Empleo de técnicas que produzcan directamente el silicio en forma de lámina, aprovechando los efectos de capilaridad y de tensión superficial del silicio fundido, que solidifica en láminas delgadas (crecimiento de película con borde definido).
- Crecimiento de lingotes policristalinos, en los que el requisito de perfección cristalográfica ha sido rebajado. Ello da lugar a células de menor rendimiento, lo que exige la utilización de superficies captadoras mayores.

Una vez logradas las obleas de silicio, se efectúan las operaciones pertinentes indicadas en la Figura 2.27 para construir la célula fotovoltaica, que pasa posteriormente a la operación de ensamblaje para producir los módulos y los paneles.

En cuanto a los costes de las células fotovoltaicas, se puede hablar de un orden de 1.000 ptas/Wp (Wp: watio pico, equivalente a una radiación incidente de  $1 \text{ kW/m}^2$ ), siendo el coste de la energía generada del orden de las 80 ptas el kW/h. A pesar de todo, su coste se ha reducido a alrededor del 10% del que tenían antes del comienzo de la crisis energética, en 1973. Asimismo, se siguen realizando importantes investigaciones respecto a la reducción de costes de las células fotovoltaicas, centrados principalmente en dos aspectos fundamentales:

- Utilización de materiales alternativos al silicio.
- Aumento de la radiación incidente sobre la célula

Existen **materiales semiconductores** con propiedades fotovoltaicas, cuya menor perfección cristalina puede abaratar notablemente el coste de las células solares. Así, las células de  $\text{CdS/CuS}_2$  (sulfuro de cadmio/sulfuro de cobre) son mucho más baratas, aunque sus rendimientos son menores (del 4 al 6%), mientras que las células de arseniuro de galio (GaAs) son todavía muy caras, pero pueden producir un rendimiento de hasta el 25%. Asimismo, las células de silicio amorfo (no cristalino) parecen tener unas perspectivas muy esperanzadoras.

Respecto a la tecnología de **aumentar la radiación incidente** sobre la célula, se pueden contemplar dos aspectos bien diferenciados: las células bifaciales y las células de concentración.

**La célula bifacial** es capaz de recibir energía solar por ambas caras, y su funcionamiento es algo diferente al comentado para las células convencionales. Su ventaja radica en que puede aprovechar la importante cantidad de energía solar reflejada por la superficie terrestre (albedo), que en promedio es del 20% de la incidente. Si se pintan de blanco las zonas que rodean a la célula, esta cantidad puede alcanzar valores de hasta el 60%, con lo que se han obtenido rendimientos de hasta el 24% con células solares bifaciales.

Otro método de aumentar la radiación incidente sobre la célula es el de utilizar **concentración óptica**, como ya se ha visto al estudiar la conversión térmica de la energía solar. El problema básico de este sistema es la disminución del rendimiento de las células cuando aumenta su temperatura, por lo que es necesario hallar modos de reducir el calentamiento de las mismas, bien rechazando el flujo solar inutilizable o eliminando rápidamente el calor de las células.

El flujo incidente puede reducirse mediante filtros adecuados o recubrimientos elevadamente emisores en el IR, con lo que se ayuda a eliminar el calor por radiación. La extracción de calor de la célula se puede resolver conduciendo el calor de su superficie hasta un bloque de un material buen conductor del calor, de donde éste sería eliminado por un fluido refrigerante (agua). Evidentemente, estas soluciones afectan desfavorablemente a los costes.

## LA ENERGÍA SOLAR EN ESPAÑA

España es un país privilegiado para el desarrollo de las tecnologías y aplicaciones de la energía solar, tanto por sus condiciones geográficas y climatológicas (con una media anual de insolación superior a las 2.500 horas y una radiación media de 688 kcal/h.m<sup>2</sup>, Figura 2.28), como por contar ya con un nivel industrial adecuado para el desarrollo de estas tecnologías.

Han pasado muchos años desde que el ingeniero agrónomo Félix Sancho patentara en 1921 *un aparato destinado a calentar por captación solar agua para baños y usos industriales*, adelantándose casi 60 años a su tiempo. El primer aparato construido según su proyecto se instaló en su casa familiar del Puerto de

Santa María, y a esta instalación siguieron otras muchas que, desgraciadamente, más tarde fueron olvidadas.

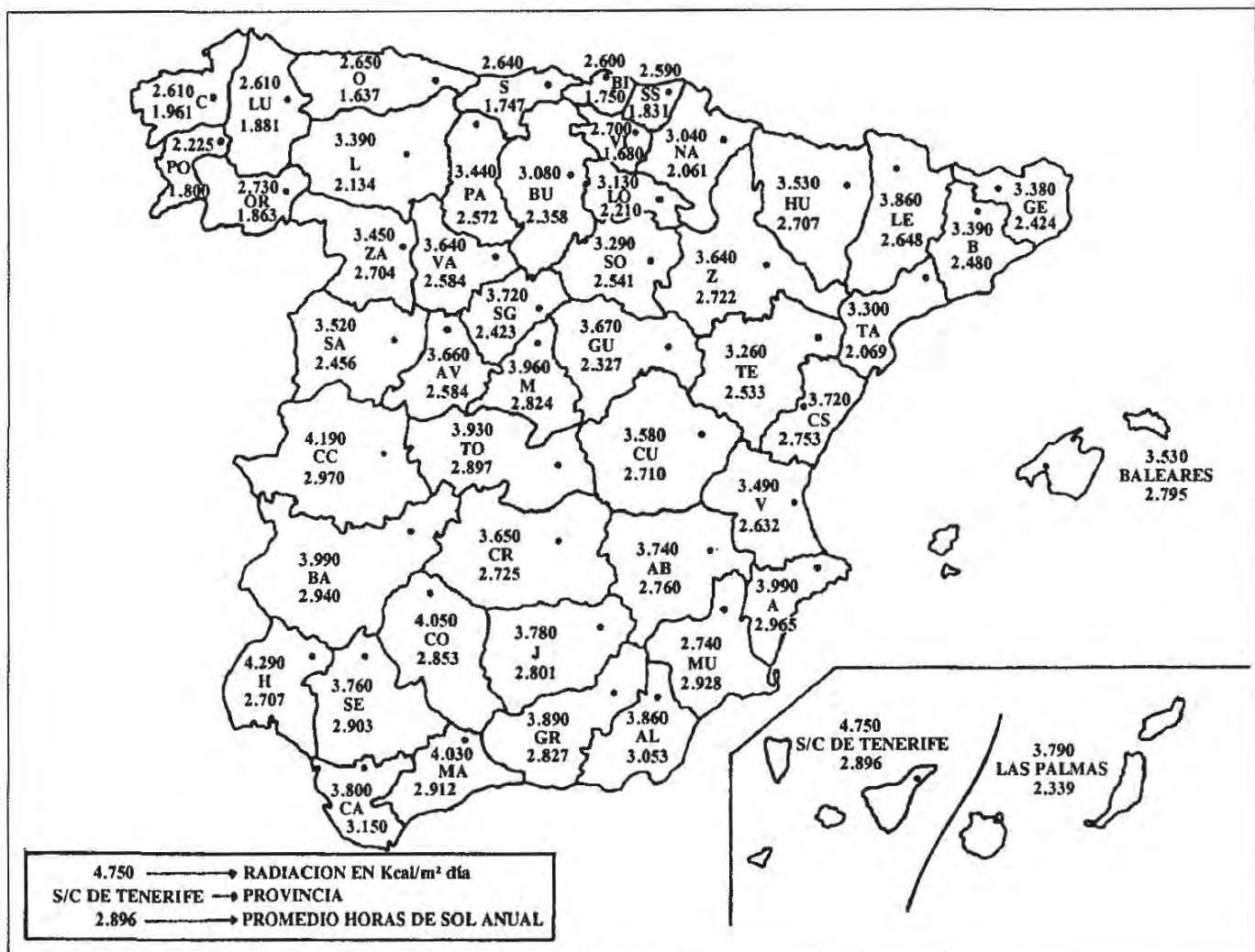


Figura 2.28: Mapa solar español (insolación y radiación).

La energía solar fue resucitada en España a raíz de la crisis energética mundial, cuando a finales de 1974 se creó el Centro de Estudios de la Energía con el fin de actuar ordenadamente en el campo de las energías alternativas. Para familiarizar al gran público con el aprovechamiento de la energía solar y demostrar su conveniencia y rentabilidad, así como para promocionar la fabricación de estos sistemas, dicho organismo puso en marcha un programa de demostración del aprovechamiento de la energía solar a baja temperatura (orientado a la producción de agua caliente sanitaria) que permitiera, además, adquirir una experiencia en cuanto a su funcionamiento operativo.

En una primera fase, este programa se aplicó a cuatro centros asistenciales u hospitalarios situados en las provincias de Málaga, Murcia, Las Palmas y Santa

Cruz de Tenerife, provincias éstas que se encuentran entre las que reciben una mayor cantidad de radiación solar. En una segunda fase, se aplicó también a la industria, instalándose diversas plantas de colectores cilindro-parabólicos con objeto de producir vapor de proceso, entre ellas la planta piloto de desalinización de agua de mar en Arinaga (Las Palmas), que fue abandonada al poco tiempo de su puesta en funcionamiento.

Pero este programa no sólo ha promovido en España la utilización de esta fuente de energía, sino que también ha posibilitado la creación de una industria nacional en este sector. Con ello se han ampliado las posibilidades económicas de una actividad que, con un elevado grado de tecnología nacional, ha ido creando y manteniendo un cierto número de puestos de trabajo, si bien la evolución histórica del sector ha demostrado que su desarrollo es complejo, ya que el mercado de la energía solar es especialmente sensible a numerosos factores, tanto técnicos como económicos.

La energía solar térmica se comenzó a desarrollar de forma significativa en España a finales de los años setenta. A partir de esos años se produjeron crecimientos relativos muy elevados, hasta el año 1982, en que el mercado se estabilizó en torno a la instalación de los 30.000 m<sup>2</sup>/año. En 1985 había instalada una superficie total de cerca de 200.000 m<sup>2</sup>. En este año desaparecieron las subvenciones fijas a particulares, que fueron sustituidas por *subvenciones a empresas o entidades diversas para el fomento de inversiones en conservación de energía o fuentes alternativas de energía*, acción encaminada a conseguir los objetivos del PEN de 1983, correspondiendo su instrumentación al IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), en colaboración con las Comunidades Autónomas. Estas subvenciones no podrán ser superiores al 40% de la inversión del proyecto, pero son compatibles con cualquier otra concedida por las Comunidades Autónomas en ejercicio de sus competencias y con cargo a sus propios medios.

En 1986 los precios energéticos sufrieron un fuerte descenso y la demanda solar térmica se estabilizó en un nivel aproximado de 10.000 m<sup>2</sup>/año, habiéndose contabilizado en 1997 una superficie total instalada de alrededor de 350.000 m<sup>2</sup>.

En lo concerniente a la generación de electricidad a partir de sistemas solares de altas temperaturas, España se encuentra entre el grupo de países que figuran a la cabeza en esta materia, ya que desde principios de los años ochenta funcionan en la Plataforma Solar de Almería:

- Central de colectores distribuidos de 500 kW, patrocinada por la Agencia Internacional de la Energía (AIE).
- Central de torre SSPS, de 0,5 MW, también en colaboración con la AIE, con 93 helióstatos y una torre de 40 m de altura.
- Central CESA-1, totalmente española, de 1,2 MW, con 300 helióstatos y una torre de 80 m de altura.

Finalmente, respecto a la energía solar fotovoltaica, hay que mencionar que en España existe una experiencia razonable en el sector, ya que es uno de los países donde el mercado de instalaciones fotovoltaicas se ha desarrollado de un modo sólido, a impulsos de las iniciativas pública y privada. La composición actual del mercado fotovoltaico se divide casi en la misma proporción entre las aplicaciones conectadas a la red y las aplicaciones aisladas. La potencia instalada anualmente ha ido creciendo paulatinamente. De los 170 kWp que había instalados en 1986 se ha pasado a más de 7.000 kWp totales en 1997. Las instalaciones existentes en España han demostrado contar con suficiente fiabilidad y, en general, se mantienen en excelente estado de funcionamiento, lo que ha dado lugar a un alto nivel de satisfacción de los usuarios de la energía fotovoltaica. Además, el nivel de preparación de los profesionales del sector es muy alto, proporcionándole al usuario final diseños muy adecuados en cuanto a dimensionado, características de los equipos y adaptación a las aplicaciones.

De todo lo anterior puede deducirse que en España ha prendido con fuerza en la sociedad la actividad en energía solar y que la lógica respuesta del mercado puede ayudar a una instalación efectiva de esta energía en nuestro país, adquiriendo una tecnología lo suficientemente sólida como para contemplar con optimismo una implantación internacional importante.

## BIBLIOGRAFÍA

- ACOSTA, J.; *Energía solar. Utilización y aprovechamiento*, Paraninfo, Madrid (1983).
- C.D.T.I.; *La conversión fotovoltaica de la energía solar*, Cuadernos C.D.T.I., nº 3, Ministerio de Industria y Energía, Madrid (1981).
- C.E.E.; *El Sol, un viejo conocido. Introducción a la tecnología solar*, Centro de Estudios de la Energía, Ministerio de Industria y Energía, Madrid (1982).
- DE LA PLAZA, S.; *Posibilidades de utilización de la energía solar en instalaciones agrícolas*, Simposio sobre Posibilidades de Aprovechamiento de Nuevas Fuentes de Energía, Valencia, 395-415 (1979).
- DE LINOS, D.; *Momento actual de la energía solar*, Curso *El medio ambiente y la energía*, U.I.M.P.,

Santander, 65 pp. (1982).

- DE MIGUEL, M.; *Utilización de la energía solar a bajas temperaturas en España*, Química e Industria, 26(12), 893-895 (1980).
- DIEZ, J., HERNANDEZ, C. y OLTRA, F.; *Aplicación de la energía solar a los procesos industriales*, Ingeniería Química, Agosto, 89-95 (1977).
- FERRANDO, F., MARTIN, F. y MORENO, P.; *Revisión de los procesos tecnológicos en la fabricación de células fotovoltaicas*, Energía, Marzo-Abril, 113-124 (1983).
- FUSTER, F.; *La energía solar en España*, Boletín Informativo de la Fundación Juan March, 88, 3-12 (1979).
- GARCIA-BADELL, J.J.; *La energía solar, el hombre y la agricultura*, 2<sup>a</sup> ed. Servicio de Publicaciones Agrarias del Ministerio de Agricultura, Madrid (1981).
- INGENIERIA QUÍMICA (ed.); *Anuario de energía 1994*, Ingeniería Química, Madrid (1994).
- JUSTE, F.J.; *Aplicaciones de la energía solar al secado de productos agrícolas*, Simposio sobre Posibilidades de Aprovechamiento de Nuevas Fuentes de Energía, Valencia, 423-437 (1979).
- JUSTER, F.; *Las células solares*, Paraninfo, Madrid (1981).
- LUQUE, A.; *Conversión fotovoltaica de la energía solar*, Ingeniería Química, Agosto, 49-59 (1978).
- LUQUE, A.; *Electricidad solar fotovoltaica*, Boletín Informativo del Medio Ambiente, 17(1), 37-51 (1981).
- JARABO, F. y FERNANDEZ, J.; *La energía solar*, en *Energías alternativas renovables. ¿Un futuro para Canarias?*, Secretariado de Publicaciones, Universidad de La Laguna, La Laguna, Santa Cruz de Tenerife, 73-135 (1983).
- MARIN, J.L. y ANDRES, J.M.; *Conversión fotovoltaica*, Simposio sobre Posibilidades de Aprovechamiento de Nuevas Fuentes de Energía, Valencia, 380-391 (1979).
- MEINEL, A.B. y MEINEL, M.P.; *Aplicaciones de la energía solar*, Reverté, Barcelona (1982).
- MINER (ed.); *Las energías renovables en España. Balance y perspectivas 2000*, Secretaría de Estado de Energía y Recursos Minerales, Ministerio de Industria y Energía, Madrid (1997).
- PALZ, W.; *Electricidad solar*, Blume, Barcelona (1980).
- PORTILLO, P.; *Energía solar*, Ediciones Pirámide, Madrid (1985).
- POSTIGO, L.; *La energía solar*, en *El mundo de la energía*, Ramón Sopena, Barcelona 147-180 (1975).
- RAFELS, J.; *Aspectos actuales de la coyuntura comercial de las nuevas energías en España 1984-1994*, Era Solar, 7-8, 3-8 (1984).
- STEADMAN, P.; *Energía solar*, en *Energía, medio ambiente y edificación*, Hermann Blume, Madrid, 73-191 (1978).
- VARIOS AUTORES; *Energía fotovoltaica*, en *Energías renovables y medio ambiente*, Monografías C.E.O.T.M.A., nº 16, M.O.P.U., Madrid, 419-473 (1982).
- VARIOS AUTORES; *Energía solar térmica*, en *Energías renovables y medio ambiente*, Monografías C.E.O.T.M.A., nº 16, M.O.P.U., Madrid, 477-730 (1982).
- VARIOS AUTORES; *Energía solar*, Seminario Cívico-Militar de Canarias, Ciclo Cuarto (Energías Alternativas y Ahorro Energético), Segunda Ponencia, 3 Vols. Santa Cruz de Tenerife (1983).
- WILLIAMS, J.R.; *Tecnología y aplicaciones de la energía solar*, Librería Técnica Bellisco, Madrid (1976).
- WILSON, J.I.B.; *La energía solar*, Alhambra, Madrid (1982).



# CAPÍTULO III

## ENERGÍA EÓLICA

### EL ORIGEN DEL VIENTO

**E**l viento es una consecuencia de la radiación solar. Las diferencias de insolación entre los distintos puntos de la Tierra generan diferentes áreas térmicas y los desequilibrios de temperatura provocan diferencias de densidad en las masas de aire, que se traducen en variaciones de presión. El aire, como cualquier gas, se mueve desde las zonas de alta presión a las de baja presión. Se establece así cierto equilibrio por transferencia de energía entre las zonas de diferente temperatura, lo que ocasiona un desplazamiento de masas de aire, lo que produce el viento. De esta forma, se podría definir el viento como *una corriente de aire resultante de las diferencias de presión en la atmósfera, provocadas en la mayoría de los casos, por variaciones de la temperatura.*

Sin embargo, la circulación de las masas de aire está determinada por la resultante de todas las fuerzas que actúan sobre ellas. Estas fuerzas son:

- Fuerza debida al gradiente de presión: acelera el aire cuando se establecen variaciones de presión.
- Fuerza gravitacional: produce una aceleración igual a la aceleración de la gravedad.
- Fuerza de rozamiento (también llamada *de fricción*): acelera el aire debido a gradientes de viscosidad; adquiere importancia en la capa de la atmósfera más cercana a la superficie de la Tierra.
- Fuerza de Coriolis (también denominada *fuerza de deflexión horizontal*): describe los efectos producidos por la rotación de la Tierra.

Así, estos factores inducen dos tipos de circulación del aire en la atmósfera:

- Circulación planetaria.
- Circulación a pequeña escala.

La **circulación planetaria** o general es debida fundamentalmente a la incidencia de los rayos del Sol sobre la Tierra y al efecto de la rotación de ésta. La zona ecuatorial recibe la máxima radiación solar, mientras que las zonas polares apenas perciben sus efectos. En una Tierra sin rotación, las diferencias térmicas y de presión entre la zona ecuatorial y las polares producirían un movimiento circulatorio del aire. El aire de las zonas cálidas ascendería a las capas altas de la atmósfera, siendo reemplazado por aire más frío proveniente de los polos. El aire cálido a su vez se desplazaría hacia los polos por las capas altas de la atmósfera, completando la circulación (Figura 3.1.a).

Ahora bien, si se considera el movimiento de rotación de la Tierra, el modelo de circulación global del aire sobre el planeta se hace mucho más complicado. En el hemisferio Norte, el movimiento del aire en las capas altas de la atmósfera tiende a desviarse hacia el Este, por efecto de la fuerza de Coriolis, y en las capas bajas tiende a desviarse hacia el Oeste. En el hemisferio Sur ocurre lo contrario. De esta forma, el ciclo que aparecía en un planeta estático ahora se subdivide (Figura 3.1.b).

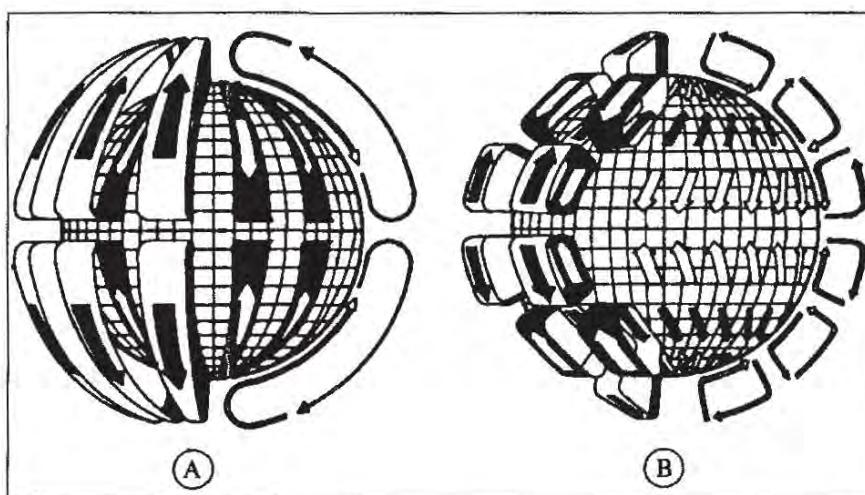


Figura 3.1: Circulación planetaria del aire:  
 A) Modelo de Tierra sin rotación.  
 B) Modelo de Tierra con rotación.

Este modelo de circulación aún se ve perturbado por la formación de torbellinos que se generan en las zonas de interrelación de los diferentes ciclos (anticiclones y borrascas), quedando un esquema general de circulación planetaria tal como se muestra en la Figura 3.2.

Si se consideran además las estaciones del año (movimiento de traslación de la Tierra) y la presencia de masas continentales y oceánicas (de diferente

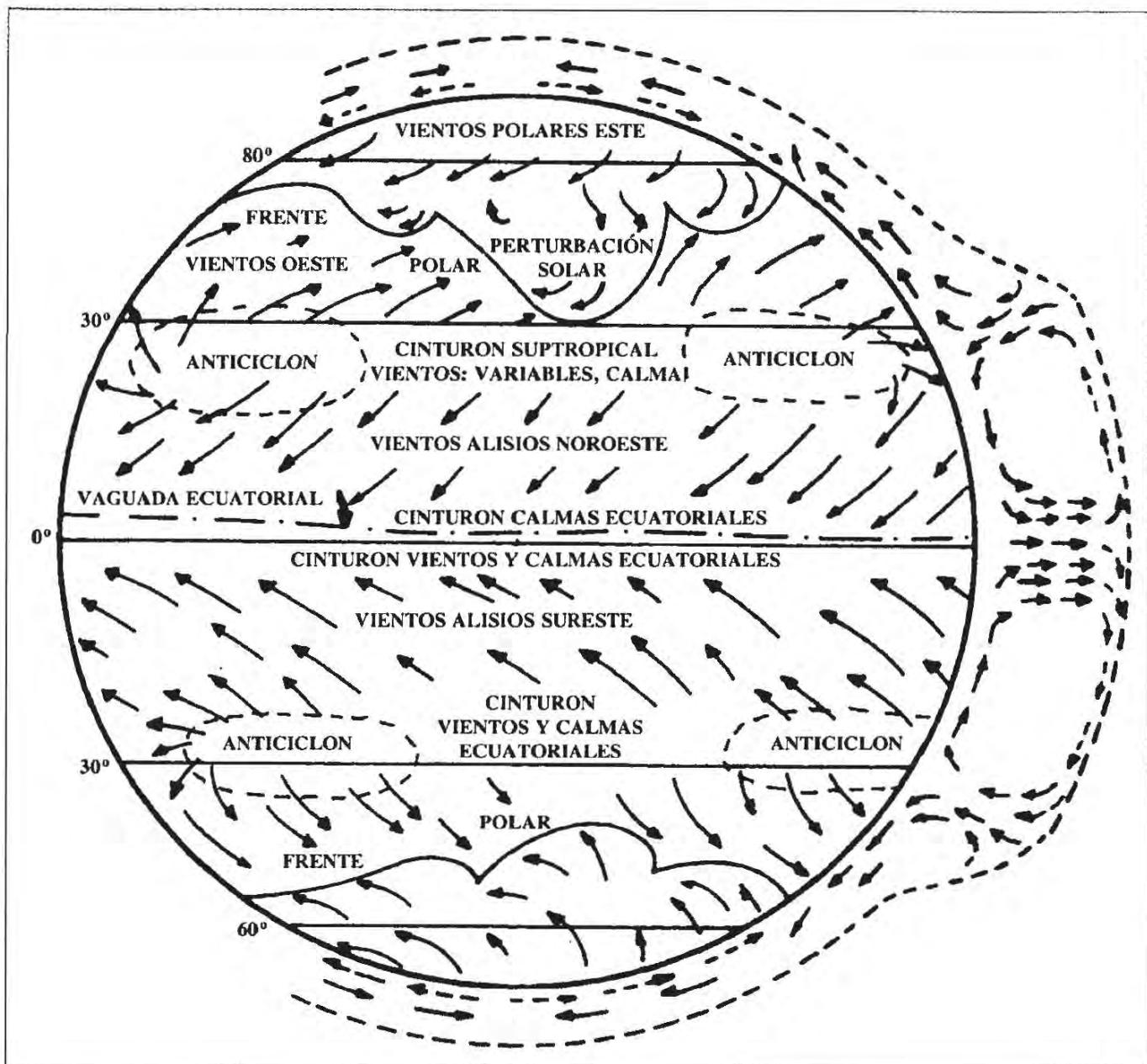


Figura 3.2: Circulación planetaria real de las masas de aire.

capacidad calorífica), se obtiene la circulación verdadera del aire a escala planetaria.

A escala local, no obstante, hay que tener en cuenta los efectos producidos por el mar, las montañas y, en general, los que se derivan de la orografía del terreno, que pueden perturbar considerablemente el movimiento de las capas bajas de la atmósfera originando la llamada **circulación a pequeña escala** del aire.

Así, durante el día, el agua de los océanos permanece relativamente más fría que la superficie terrestre. De la radiación solar que incide sobre la superfi-

cie del agua, se emplea parte en calentamiento y parte en evaporación; pero debido a la gran capacidad del agua para absorber calor, la temperatura en las capas superficiales apenas varía y lo mismo ocurre con la temperatura del aire que se encuentra en contacto con ellas.

Sobre la tierra, en cambio, la radiación solar que se recibe sobre el suelo se traduce en una elevación de la temperatura, tanto de la corteza terrestre como del aire circundante. El aire caliente se dilata, pierde presión y es reemplazado por el aire fresco que viene del mar. Durante la noche, el ciclo se invierte. La corteza terrestre se enfriá más rápidamente, mientras que el agua del mar conserva mejor el calor acumulado a lo largo del día (Figura 3.3.a).

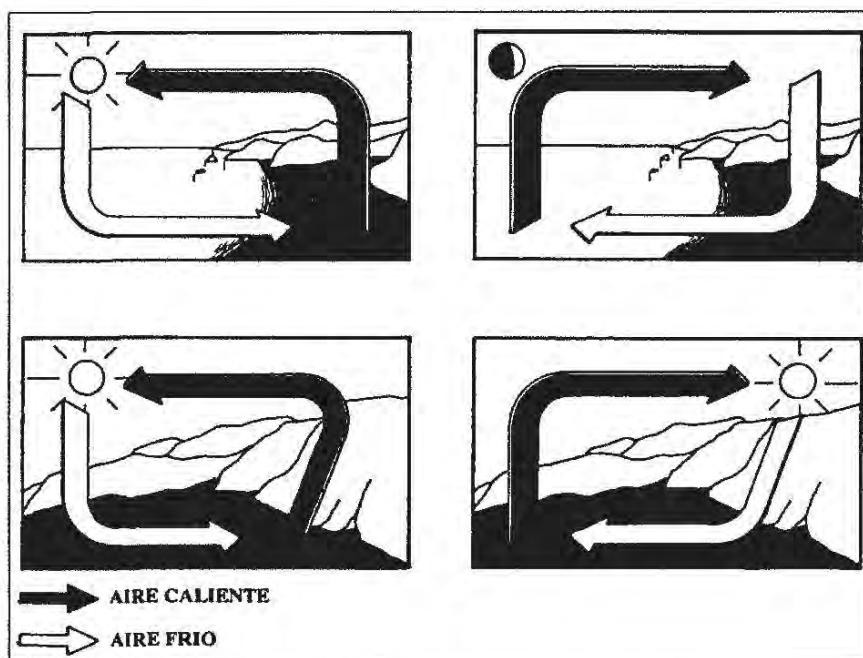


Figura 3.3: Circulación del aire a pequeña escala:  
A) Entre mar y tierra. B) En las montañas.

En las montañas ocurre un proceso parecido. Unas laderas reciben más insolación que otras, en función de su orientación y pendiente. El calentamiento del suelo es desigual, y los desplazamientos del aire tienden a compensar las diferencias de presión (Figura 3.3.b).

Por su parte, la orografía del emplazamiento ejerce un efecto muy importante sobre las caracte-

rísticas del viento. El aire que se desplaza en la proximidad de la tierra debe sortear los innumerables obstáculos que se encuentran a su paso, alterándose en mayor o menor grado sus características.

Así, las montañas constituyen un importante obstáculo al desplazamiento del aire y su comportamiento ante ellas puede resultar muy complejo. También en zonas libres de obstáculos se ejerce un efecto de frenado. Las fuerzas de rozamiento, que actúan en las capas de la atmósfera que se encuentran en contacto con el suelo, tienden a disminuir la velocidad del viento, siendo sus efectos menores a medida que se gana altura sobre el terreno.

En definitiva, se puede considerar que, a nivel general, las variables que definen el régimen de vientos en un punto determinado son las siguientes:

- Situación geográfica.
- Características climáticas locales.
- Estructura topográfica de la zona.
- Irregularidades puntuales del terreno.
- Altura sobre el nivel del suelo.

Su estudio es de gran importancia a la hora de acometer el diseño de un dispositivo que sea capaz de aprovechar la energía que contiene el viento.

## LA ENERGÍA DEL VIENTO

Se ha calculado que aproximadamente el 2% de la energía solar que llega a la Tierra se convierte en energía de los vientos (**energía eólica**) y que un 35% de ésta se disipa en la zona inferior de la atmósfera, de 1 km de espesor. Si se estima razonable, cualesquiera que sean los progresos técnicos alcanzados con las máquinas, que no es posible utilizar más del 10% de la energía eólica disponible a nivel del suelo, estos cálculos indican, para el conjunto del planeta, un potencial energético igual a  $1,3 \cdot 10^{11}$  kW, es decir, unas 20 veces el actual consumo mundial de energía. Esto hace de la energía eólica una de las fuentes de energía renovables de primera magnitud.

La energía del viento es de tipo cinético: cuando una masa de aire  $m$  se mueve con una velocidad  $v$ , su energía cinética viene dada por la conocida expresión:

$$E_C = \frac{1}{2} m v^2 (\text{Julios})$$

La masa de aire, de densidad  $\rho$ , que pasa por la unidad de tiempo (caudal másico,  $M$ ) a través de una sección de área perpendicular a su dirección,  $S$ , vale:

$$M = \rho S v \left( \frac{\text{kg}}{\text{s}} \right)$$

Así pues, la energía teóricamente recuperable por unidad de tiempo, o sea, la potencia teórica,  $P_t$ , será:

$$P_t = \frac{1}{2} M v^2 = \frac{1}{2} \rho S v^3 (\text{Watios})$$

Considerando constante la densidad del aire e igual a  $1,25 \text{ kg/m}^3$ , se tendrá:

$$P_t = 0,625 S v^3 (\text{Watios})$$

De aquí es importante concluir que la potencia teórica obtenible, no sólo depende del área de la superficie captadora, sino de forma mucho más acusada de la velocidad del viento, como queda patente observando el gráfico de la Figura 3.4.

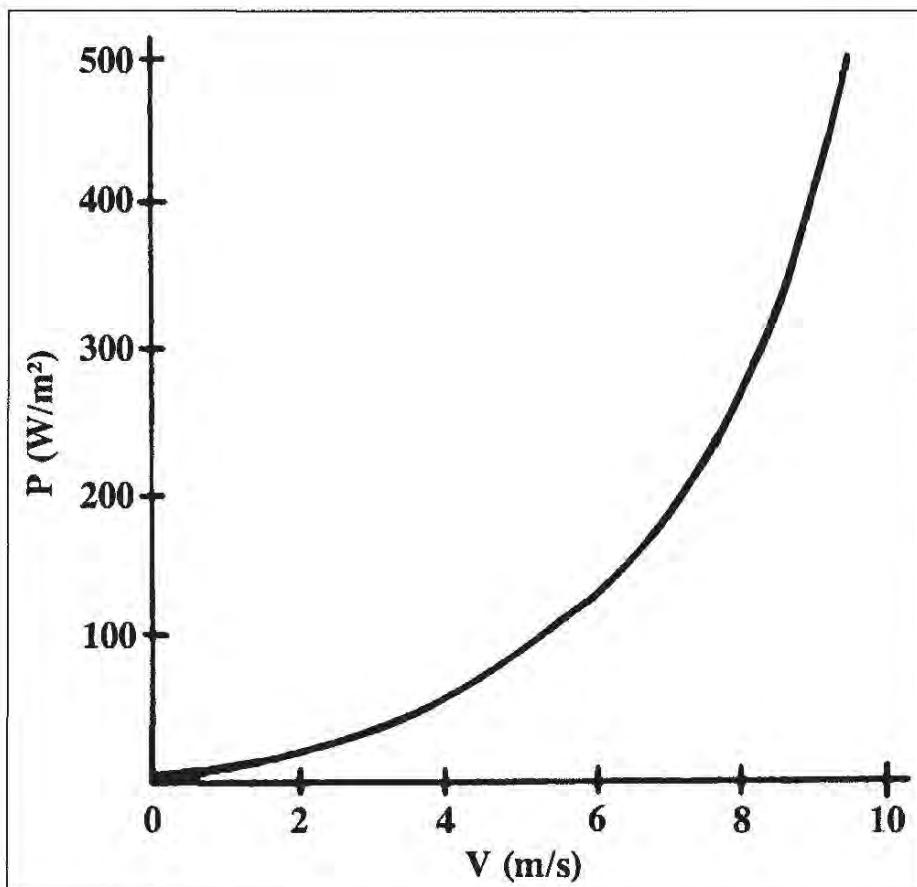


Figura 3.4: Influencia de la velocidad del viento sobre la potencia eólica.

Puede pensarse que con un dispositivo perfecto sería posible transformar toda esta potencia teórica en potencia aprovechable, es decir, extraer del viento toda la energía. Desgraciadamente, como demostró Betz, esto no es posible, ya que el viento, por su propia naturaleza, no puede ser despojado de toda su energía cinética (de lo contrario quedaría detenido), sino que al pasar a través del dispositivo captador, sale de él con su velocidad reducida.

El teorema de Betz permite demostrar que el viento que pasa a través de un dispositivo captador de energía eólica reduce su velocidad como máximo en

2/3 de su valor inicial, lo que equivale a la extracción del 59% de la energía cinética inicial del viento. De esta forma, el máximo teórico de potencia que se puede obtener de un captador eólico sería:

$$P_{max} = (0,59) (0,625 S v^3) = 0,37 S v^3 (\text{Watos})$$

lo que se lograría con un dispositivo de captación ideal, es decir, con un rendimiento del 100%. Aunque tal dispositivo no existe, el ser humano ha intentado obtener desde los tiempos más antiguos el mayor rendimiento posible de la energía del viento, como queda patente al hacer un breve repaso histórico del aprovechamiento de la energía eólica.

## BREVE HISTORIA DEL APROVECHAMIENTO EÓLICO

Las primeras referencias que se tienen con respecto al aprovechamiento de la energía eólica son unos grabados egipcios sobre navegación a vela del cuarto o quinto milenio a.C. Los molinos de viento debieron conocerse algo más tarde, tal vez hacia el tercer milenio a.C. y probablemente en el área de Mesopotamia, aunque no existe ninguna prueba de ello.

### Los primeros molinos

La primera referencia histórica sobre una posible aplicación de la energía eólica que no fuera la navegación, data del año 1.700 a.C., siendo los babilonios los pioneros en utilizar molinos de viento para bombear agua con el fin de regar sus campos.

El primer molino de viento de aplicaciones utilitarias que se conoce con cierto detalle es el molino persa de eje vertical (Figura 3.5). Este molino se empleaba para moler grano y fue de uso corriente en la antigua Persia, posiblemente varios siglos antes de nuestra era. La aparición de este molino debió tener alguna relación con las ruedas hidráulicas que, sin duda, existieron con anterioridad.

Hasta el siglo X no es posible encontrar un documento histórico irrefutable en el que se haga mención de los molinos de viento como práctica generalizada. Muchos historiadores han dejado abundantes textos en los que se hace constante referencia a estas máquinas.

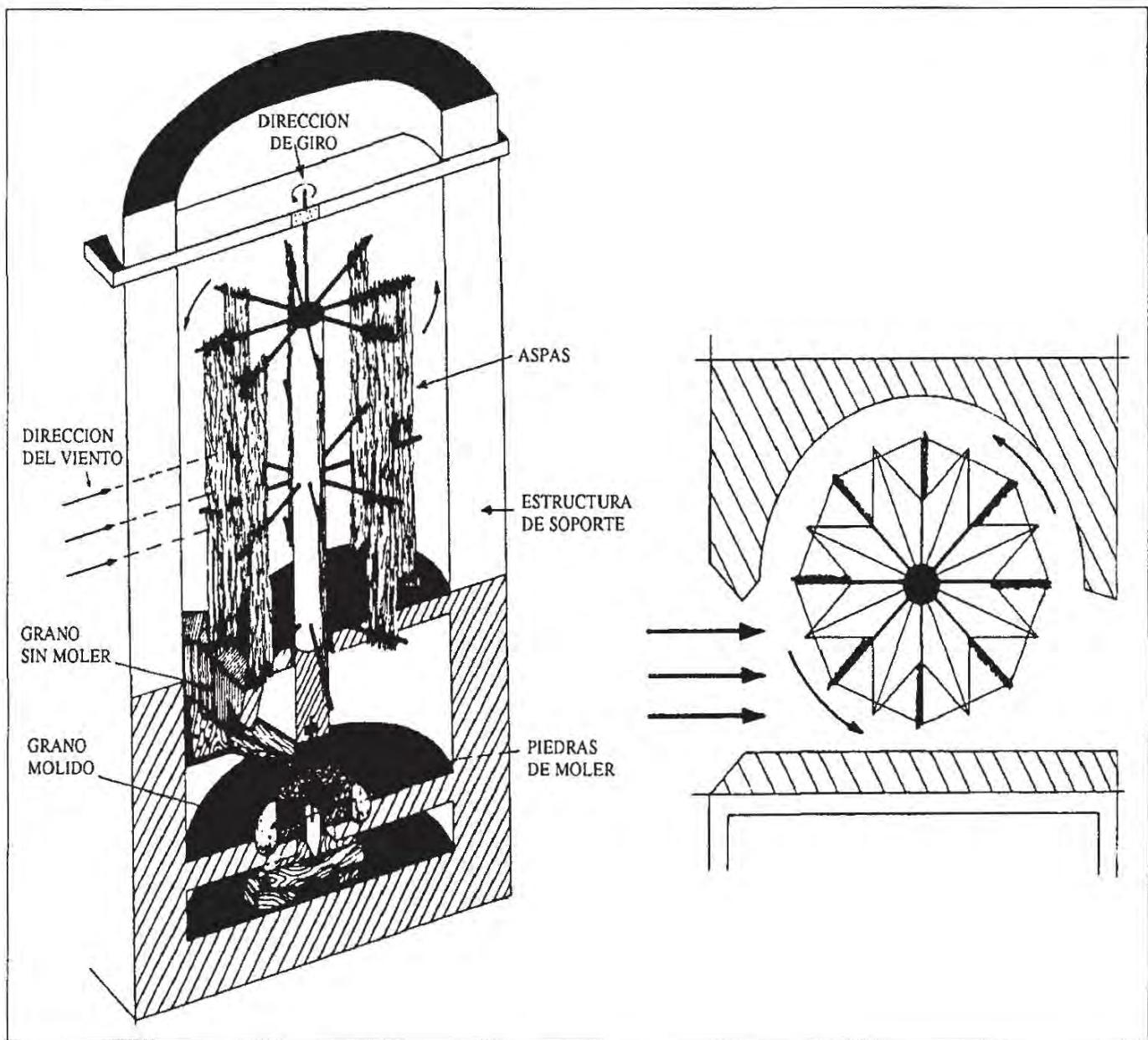


Figura 3.5: Molino persa de eje vertical (primer molino conocido documentalmente).

A partir del siglo XI-XII la aplicación de los molinos de viento se desarrolla por dos canales aparentemente sin ninguna relación entre sí. El primero de ellos se extiende a través de la civilización islámica, que ocupa todo el Mediterráneo meridional, llegando hasta la mitad sur de la Península Ibérica. El segundo canal aparece en la zona norte de Francia, Inglaterra y Países Bajos, donde pudo haber llegado a través de los cruzados que vuelven de Palestina, o bien, haber surgido espontáneamente.

El molino mediterráneo, con su característico rotor a vela, se utilizó para moler grano y para bombear agua en toda la extensión del imperio musulmán, aunque con las diferencias propias de cada región en lo que se refiere a los

métodos y detalles constructivos. La Figura 3.6 muestra un molino con aspas a vela, montado sobre trípode, que se utilizó extensamente en Creta para bombear agua, existiendo todavía en dicha isla unas 6.000 unidades de este tipo funcionando en la actualidad.

Los primeros molinos de grano eran unas rudimentarias máquinas con un rotor fijo, sin posibilidad de orientarse en la dirección del viento. Con el tiempo estos molinos se fueron perfeccionando hasta convertirse en los clásicos de tipo torre. Esta, construida en mampostería, estaba coronada por una cúpula orientable donde se alojaban el eje, los engranajes y demás mecanismos que transmitían el movimiento a las muelas, situadas en un nivel inferior (Figura 3.7). A este tipo de molinos pertenecen los llamados *molinos ibéricos*, que se extendieron por toda la cuenca meridional del Mediterráneo, hacia los siglos XII y XIII, alcanzando los reinos del Sur de la Península Ibérica.

El típico molino manchego y mallorquín, tienen evidentes raíces en el molino mediterráneo, especialmente en la ejecución de la torre. Sin embargo, la forma y construcción de las palas es más bien de tipo europeo. Ambos tipos de molinos constituyen un nexo de unión entre las dos culturas.

En Europa, el molino de viento aparece a mediados del siglo XII, a partir del cual se pueden encontrar innumerables referencias relacionadas con los molinos. Aunque la aparición de los molinos en Europa pudiera estar relacionada con las Cruzadas, como ya se

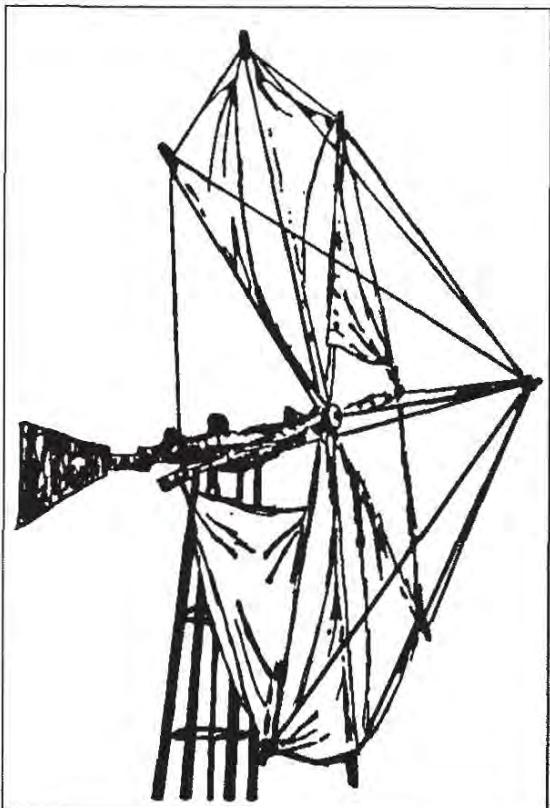


Figura 3.6: Molino mediterráneo montado sobre tripode.

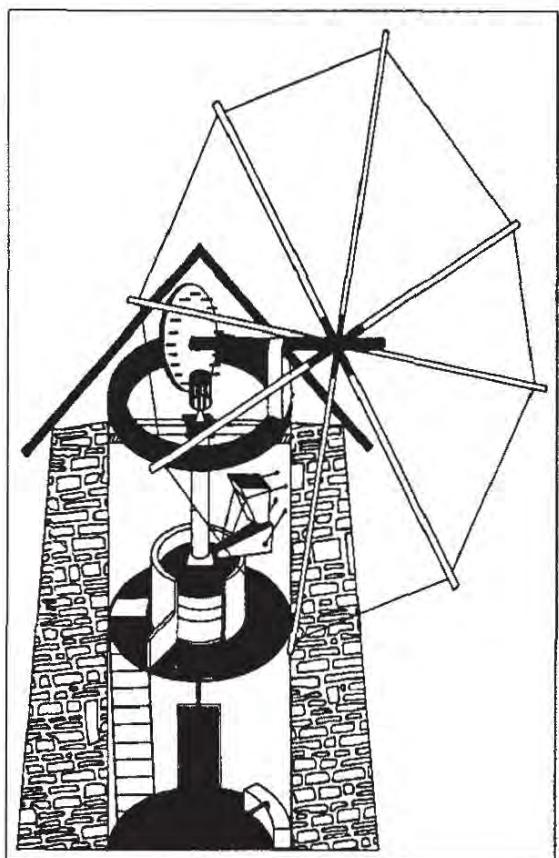


Figura 3.7: Molino de tipo torre.

indicó anteriormente, muchos autores defienden que Europa tenía, por esta época, la suficiente capacidad técnica para haber desarrollado un molino de viento a partir de mejoras realizadas en los molinos hidráulicos.

En cualquier caso, los primeros molinos europeos llevaban un rotor de cuatro aspas, de entramado de madera recubierto de tela. La Figura 3.8 muestra un molino de trípode según diseño típico utilizado extensamente en el Norte de Europa a partir del siglo XIV.

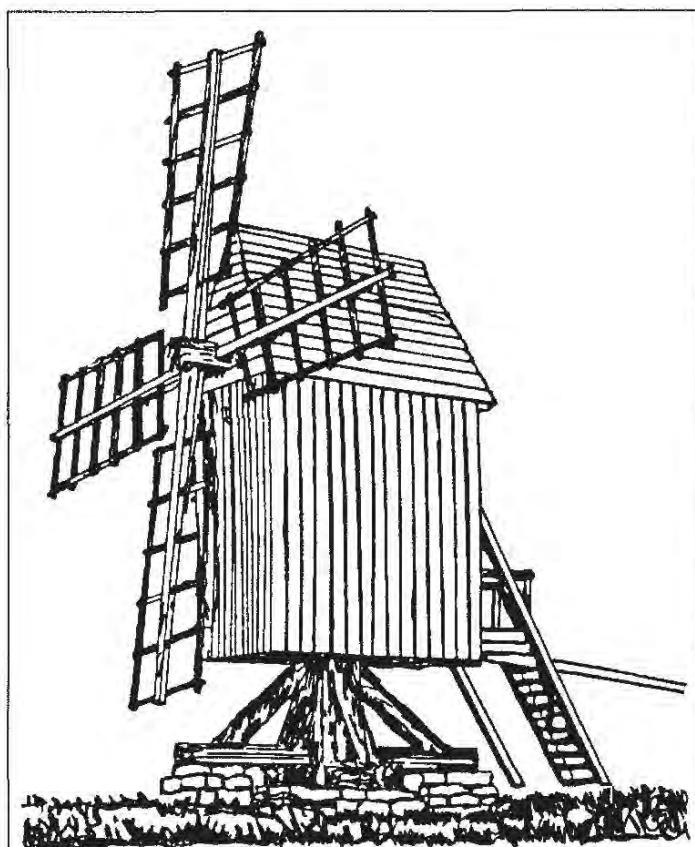


Figura 3.8: Molino europeo de trípode del siglo XIV.

## Del Renacimiento a la Revolución Industrial

Aunque la evolución en la historia de los molinos de viento transcurre sin discontinuidades, a finales de la Edad Media las innovaciones y las aplicaciones de las máquinas eólicas se producen con rapidez. Los sistemas hidráulicos y eólicos constituyen las principales fuentes de energía motriz en el Renacimiento, y se multiplican las invenciones que utilizan las ruedas hidráulicas o los molinos de viento como fuerza impulsora.

A lo largo del siglo XVI son innumerables los diseños y proyectos relacionados con máquinas eólicas. La mayoría de ellos nunca llegaría a construirse, pero los dibujos y grabados que se conservan, demuestran unos conocimientos técnicos que nada tienen que ver con las épocas anteriores.

A partir del siglo XV se extienden por Europa dos tipos de molinos estructuralmente bien diferenciados, y que se desarrollan hasta mediados del siglo XIX. Son los molinos de trípode y de torre. Con el tiempo, el trípode acabaría recubriendose para utilizarlo como almacén o vivienda. Las torres son de ladrillo o piedra y adoptan una sección circular u octogonal.

El siglo XVIII será un siglo de mejoras tecnológicas. En líneas generales, el formato exterior de los molinos se mantiene sin demasiadas modificaciones pero, en cambio, aparecen por primera vez los sistemas mecánicos de orientación y regulación. Paralelamente se empezaron a publicar los primeros tratados teóricos sobre molinos de viento. Ya no eran simples descripciones sobre diferentes tipos de máquinas, sino estudios en profundidad sobre: el comportamiento aerodinámico de los rotores, sistemas de regulación automática, o sistemas de orientación.

Entre la segunda mitad del siglo XVIII y la segunda mitad del XIX, los molinos de viento europeos alcanzan su más alto nivel de perfeccionamiento, dentro de las limitaciones de la tecnología artesanal. Los sistemas de orientación y de regulación de potencia se ven completados por mecanismos internos que ayudan en las operaciones de transporte y manipulación de las materias primas y de la molienda en sí, convirtiendo los molinos de viento en factorías mecanizadas con un alto grado de automatización.

Al final de este período, la bella línea de los molinos de viento se puede encontrar por todos los rincones de Europa, y tampoco resultan raros en Canadá, EE.UU., Australia, países latinoamericanos y, en general, en todos los países en que se habían establecido los emigrantes europeos.

## La época contemporánea

Aunque los molinos de viento habían llegado a convertirse en unas máquinas relativamente eficaces, su constitución era demasiado sólida y su estructura demasiado compleja para poder competir con los nuevos sistemas industriales de producción energética. Por otra parte, las características operacionales de los molinos clásicos, la irregularidad de su funcionamiento y la falta de sistemas de almacenamiento energético, no les permitían adaptarse a las exigencias de las fábricas surgidas a la sombra de la Revolución Industrial.

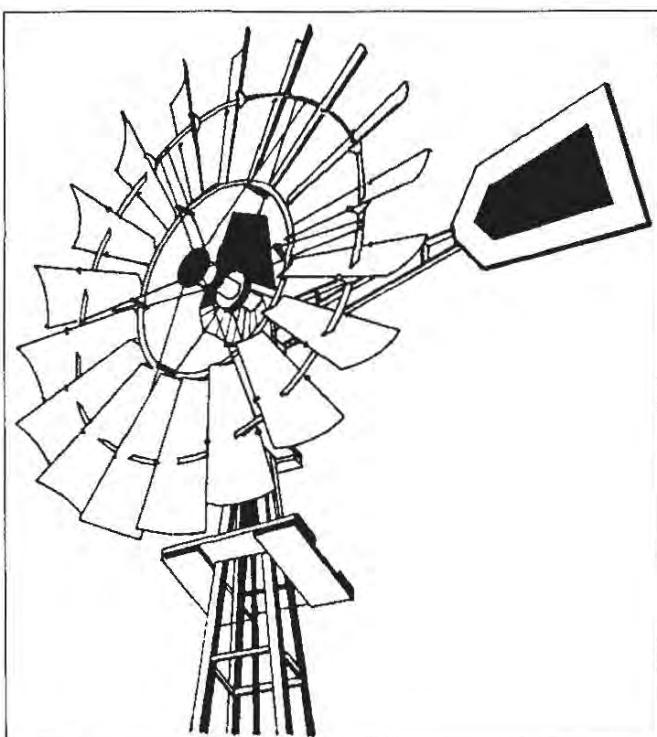


Figura 3.9: Multipala americano.

En la segunda mitad del siglo XIX comienza a aparecer una nueva generación de turbinas eólicas, con una concepción de diseño diferente. Son máquinas sencillas, susceptibles de ser fabricadas en serie, reduciéndose su ámbito de aplicación a zonas rurales, donde se utilizan casi exclusivamente para bombear agua de los pozos.

Se trata de rotores multipala acoplados a una bomba de pistón, llegando a convertirse en el molino de viento más extendido de cuantos hayan existido. La imagen de este *multipala americano* (Figura 3.9) es corriente en cualquier parte del mundo, conservándose todavía en la actualidad unos 150.000 de los 6 millones fabricados entonces.

Sin embargo, aunque los multipalas habían abierto el camino hacia un nuevo concepto de las turbinas eólicas, la limitación de sus aplicaciones al bombeo no favorecía su desarrollo tecnológico, por lo que en Europa se encaminaron los esfuerzos hacia la reconversión de los viejos molinos, de forma que pudieran producir electricidad. El hecho de que la teoría aerodinámica estuviese aún insuficientemente desarrollada, obligaba a las nuevas plantas eólicas a seguir utilizando los rotores clásicos, de bajo rendimiento.

Hasta las primeras décadas del siglo XX no se tuvieron los conocimientos suficientes para aplicar a los rotores eólicos los perfiles aerodinámicos desarrollados para la aviación. Los mismos científicos que habían elaborado las teorías aerodinámicas para usos aeronáuticos sentaron las bases teóricas de los modernos aerogeneradores, que ahora ya podían funcionar con elevadas velocidades de rotación para conseguir buenos rendimientos.

A pesar de la mayor eficacia aerodinámica y de la adaptación de las nuevas turbinas como generadoras de electricidad, las aplicaciones basadas en el aprovechamiento del viento como recurso energético continuaron declinando durante esta época. Los combustibles fósiles y, en particular, el petróleo, se habían ido imponiendo cada vez más como la principal e insustituible fuente de energía. No obstante, hubo determinadas ocasiones a lo largo del siglo XX (después de ambas Guerras Mundiales) en que los recursos energéticos renovables y, en especial, la energía eólica, recibieron nuevos impulsos.

El período descrito termina a finales de los años sesenta, con un gran número de instalaciones experimentales, construidas de una forma dispersa en

diferentes países, sin demasiada conexión entre sí. Solamente en Francia y Gran Bretaña se llevaron a cabo programas de mayor alcance. La facilidad para conseguir combustible barato cerró el camino del desarrollo de la tecnología eólica en los países occidentales, y en las áreas poco industrializadas no se disponía de los recursos necesarios para hacer frente a programas de grandes inversiones.

## Situación actual

En 1973, como consecuencia de la primera crisis del petróleo, se inicia otro período en el campo del aprovechamiento eólico como fuente de energía, aunque en esta ocasión, compartiendo protagonismo con la energía solar, como recursos renovables y no contaminantes. Sin embargo, en este período las circunstancias son radicalmente distintas que en los anteriores. En esta ocasión, la crisis energética se manifiesta más por el fuerte incremento de los precios, que por las dificultades de suministro (como sucedía durante las posguerras). La nueva estructura de los precios energéticos ha favorecido el desarrollo de grandes turbinas aerogeneradoras, capaces de producir energía eléctrica a precios competitivos. Dada la situación, la mayoría de países occidentales que se han visto afectados por la crisis del petróleo y, en especial, los que ya tenían cierta tradición en el aprovechamiento de sus recursos eólicos, han preparado nuevos programas de investigación y desarrollo, con el fin de potenciar al máximo esta fuente de energía para principios del siglo XXI. Dichos programas han centrado su interés en dos aspectos diferentes:

- Elaboración de mapas eólicos y localización de emplazamientos.
- Cálculo, diseño y construcción de plantas de gran potencia.

Paralelamente se ha pretendido crear incentivos que motiven a la iniciativa privada a fabricar y comercializar pequeñas turbinas con funcionamiento autónomo, que permitan cubrir las necesidades de explotaciones agrícolas o industriales situadas en zonas apartadas.

## MAQUINAS EÓLICAS

Una máquina eólica es cualquier dispositivo accionado por el viento. Si se utiliza directamente la energía mecánica, será un **aeromotor**, y si se acciona un generador eléctrico, se tratará de un **aerogenerador**.

La caracterización de una máquina eólica se realiza según los parámetros que se definen a continuación:

- **Velocidad de arranque:** velocidad mínima del viento que hace girar la máquina.
- **Velocidad de conexión:** velocidad mínima del viento a partir de la cual la máquina genera potencia.
- **Velocidad nominal:** velocidad mínima del viento que permite generar la máxima potencia (**potencia nominal**).
- **Velocidad de frenado:** velocidad máxima del viento que puede soportar la máquina generando potencia sin dañarse.
- **Área de captación:** superficie del sistema captador de la máquina perpendicular al viento.

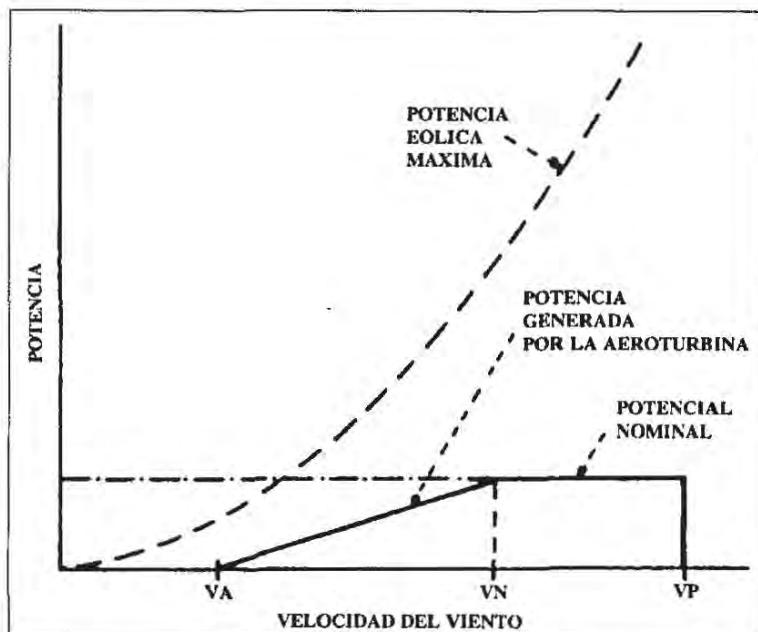


Figura 3.10: Relación entre la potencia y la velocidad en una máquina eólica.

En la Figura 3.10 se puede observar la relación que existe entre la potencia y los distintos parámetros de velocidad. Evidentemente, la potencia nominal de la máquina es considerablemente inferior a la potencia eólica máxima dada por el límite de Betz. Ello es debido a que la potencia que genera el viento sobre la máquina experimenta ciertas transformaciones en los distintos elementos de la misma, cuyos rendimientos dependen del régimen de funcionamiento del sistema.

Los distintos elementos de que consta una máquina eólica son, en general, los siguientes:

- Soportes.

- Sistema de captación.
- Sistema de orientación.
- Sistema de regulación.
- Sistema de transmisión.
- Sistema de generación.

A continuación se emprende el estudio de cada uno de estos elementos de la máquina eólica, lo que permitirá comprender mejor las variaciones en el rendimiento global del sistema y proporcionará las bases para el diseño y construcción de estos aparatos.

## Soportes

Las máquinas eólicas han de estar colocadas sobre un soporte, que debe ser capaz de tolerar todo el empuje del viento que transmita el sistema de captación y las eventuales vibraciones. Por otra parte, su altura debe ser suficiente para evitar que las turbulencias debidas al suelo afecten a la máquina y superar los posibles obstáculos cercanos, que puedan perturbar el viento. Dentro de estos dispositivos se pueden distinguir los soportes **autoportantes** y los soportes **atirantados**.

Los soportes autoportantes pueden ser de **estructura metálica** (parecida a las utilizadas para el transporte de energía eléctrica), sobre la que hay que colocar una plataforma de servicio para facilitar el mantenimiento de la máquina; los **soportes de hormigón** crean menos turbulencias que los de estructura metálica; las **torres tubulares** autoportantes pueden usarse cuando lo permite el peso de la máquina ( $< 1.000$  kg) y sea imposible utilizar un soporte atirantado a causa del relieve del terreno.

Siempre que el terreno lo permita, es aconsejable, para máquinas pequeñas, utilizar un **soporte atirantado** basculante, que facilita el mantenimiento en el suelo con mayor comodidad y sin peligro, tanto de la máquina eólica como del propio soporte. El atirantamiento debe realizarse con cuatro vientos, y la unión de los cables al suelo debe hacerse a través de tensores que permitan regular la tensión del cable.

## Sistemas de captación: el rotor

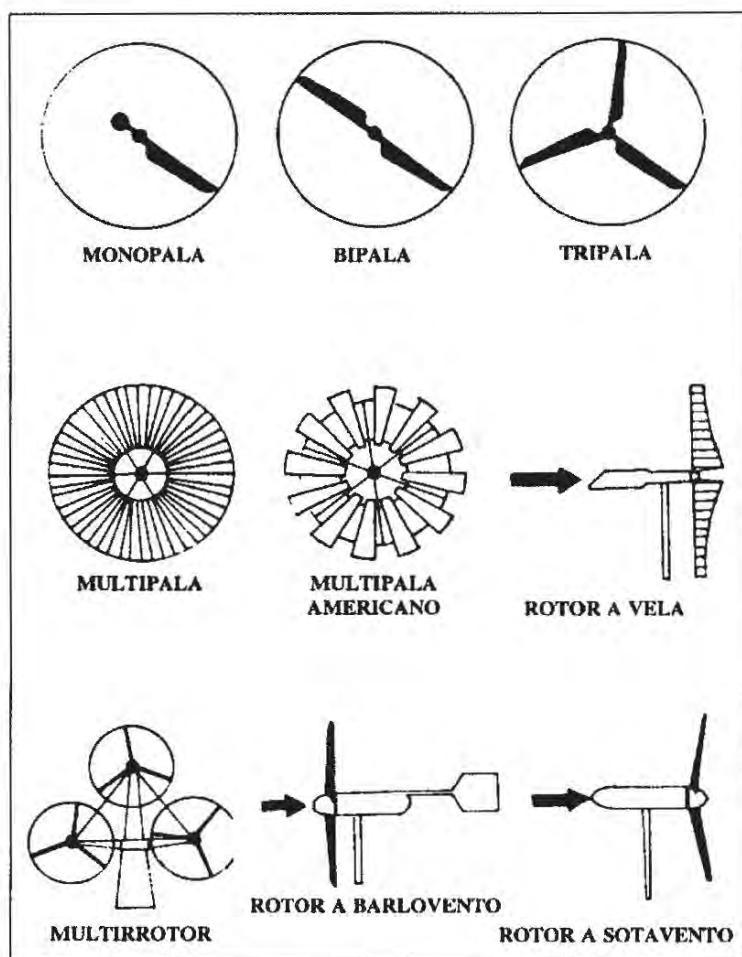


Figura 3.11: Rotores de eje horizontal.

El rotor es el elemento principal de una máquina eólica. Está compuesto por un determinado número de *palas*, siendo su misión la transformación de la energía cinética del viento en energía mecánica utilizable. Existe gran variedad de rotores y su clasificación más usual se realiza en función de la disposición del eje. En la Figura 3.11 se muestran los ejemplos más típicos de rotores de **eje horizontal**, mientras que en la Figura 3.12 se pueden observar los diseños más usuales de rotores de **eje vertical**.

Las características generales de un rotor se definen por los siguientes parámetros:

- Velocidad típica.
- Solidez.
- Rendimiento aerodinámico.

La **velocidad típica** o *coeficiente de velocidad*,  $X$ , se define como la relación entre la velocidad de la punta de la pala ( $\omega R$ ) y la velocidad del viento ( $v$ ):

$$X = \frac{\omega R}{v}$$

siendo  $\omega$  la velocidad de rotación (rad/s) y  $R$  la longitud de la pala.

Este parámetro adimensional permite clasificar los rotores en lento (velocidad típica próxima a 1) o rápido (velocidad típica de 5 a 8).

La solidez se define como la relación entre la superficie proyectada por las palas y la superficie descrita por las mismas en su movimiento de rotación. Este parámetro permite comparar diferentes tipos de motores desde el punto de vista de la eficacia del material utilizado y de la sencillez constructiva. Evidentemente, un multipala tiene una solidez próxima a 1, mientras que un bipala puede llegar a valores de este parámetro de hasta 0,1.

El rendimiento aerodinámico o *coeficiente de potencia*,  $C_p$ , expresa la parte de la energía del viento que se transforma en energía mecánica en el eje del rotor. Como ya se ha indicado, el teorema de Betz expresa que bajo condiciones ideales, el rendimiento aerodinámico de los motores alcanza un máximo del 59%. En realidad, dicho rendimiento oscila entre el 20 y el 40%, según los tipos de motores (número de palas) y en función de la velocidad típica de operación, tal como se muestra en la Figura 3.13.

A su vez, el rendimiento aerodinámico de un motor depende de las características geométricas de las palas:

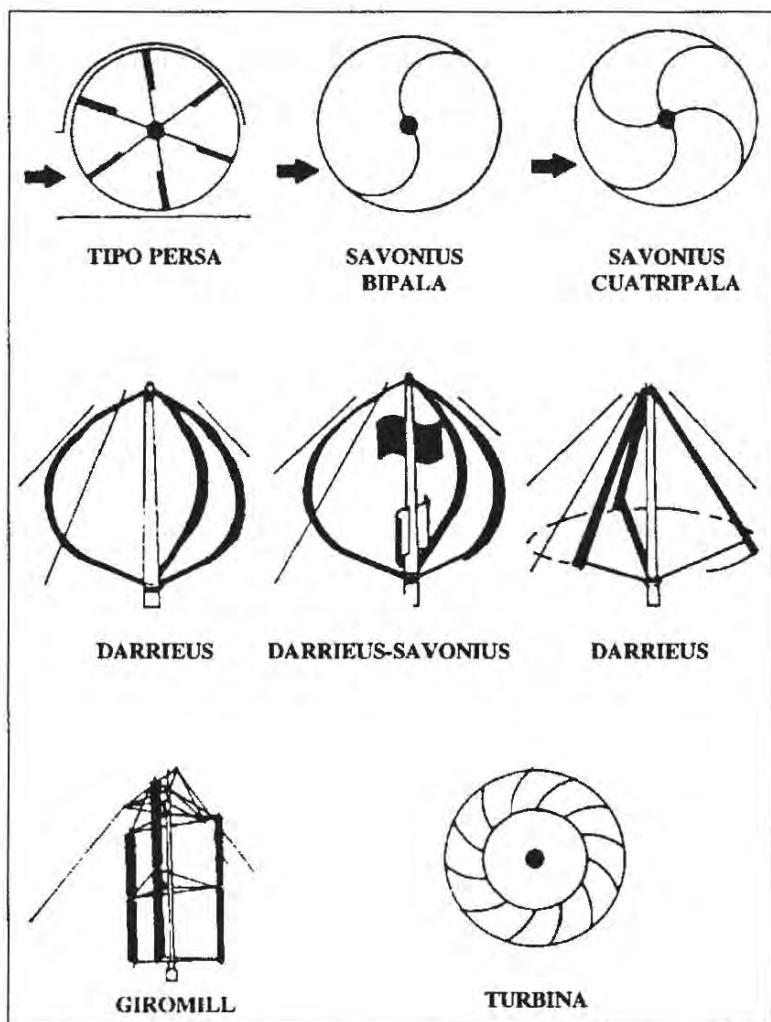


Figura 3.12: Motores con eje vertical.

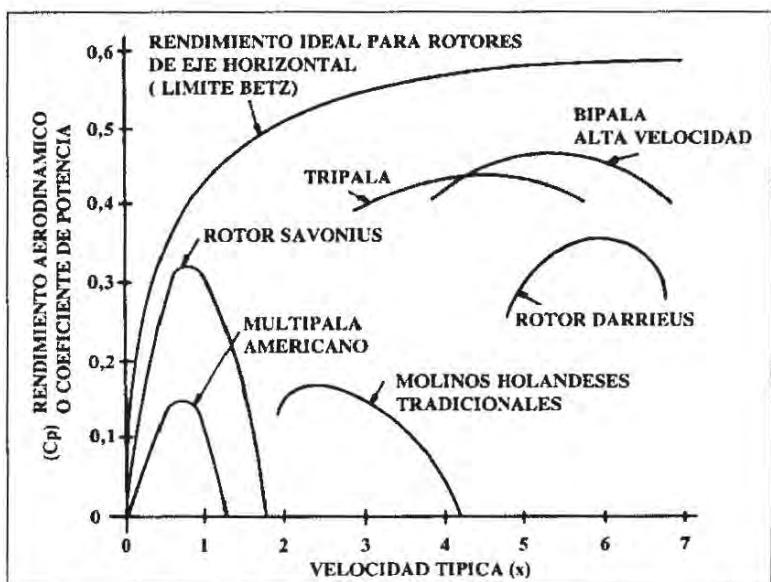


Figura 3.13: Rendimiento aerodinámico en función de la velocidad típica para diferentes tipos de motores.

- Longitud.
- Perfil.
- Calaje.
- Anchura.

La **longitud** de las palas está en función de la potencia deseada. La determinación de aquélla fija también la frecuencia de rotación máxima, que la hélice no deberá pasar para evitar tensiones en las palas, debidas a la fuerza centrípeta. Es esencial tener en cuenta la fatiga de las palas y los riesgos de vibraciones, sobre todo para las palas muy largas.

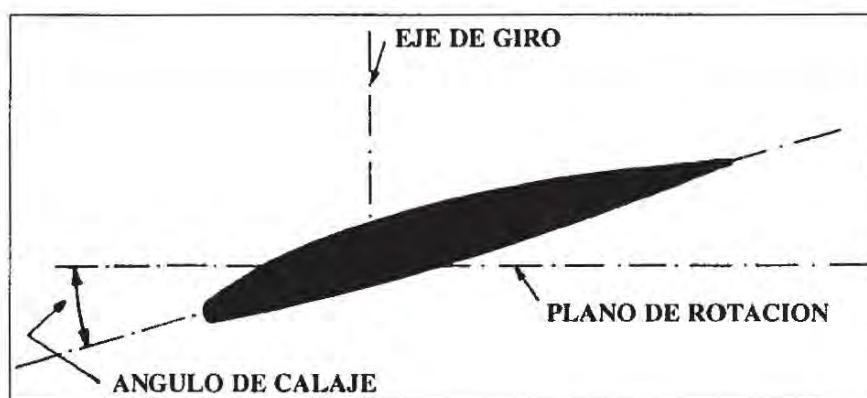


Figura 3.14. Perfil de una pala.

El **perfil** es la forma del borde de ataque de la pala contra el viento (Figura 3.14), siendo un parámetro de gran importancia en el diseño, ya que de él depende fuertemente el rendimiento del rotor. Se ha comprobado que el perfil de ala de avión proporciona un empuje máximo y una resistencia mínima, por lo que es muy utilizado en la construcción de palas.

Una vez elegido el perfil y la velocidad típica del rotor se determina el calaje o ángulo de ataque de la pala contra el viento, que permite no sólo obtener la potencia óptima, sino que puede utilizarse como sistema de regulación, como se verá más adelante.

La **anchura** de las palas no interviene en la potencia de la máquina eólica, que sólo es función de la superficie barrida. Sin embargo, interviene en el par de arranque. Con palas estrechas y finas se consigue una velocidad de rotación más elevada, pero el par de arranque (facilidad para arrancar) es mayor cuanto más ancha sea la pala. El resultado ha de ser, pues, un compromiso entre estos dos factores.

Ahora bien, contrariamente a lo que se cree frecuentemente, no es la propia aerodinámica en donde está la dificultad de fabricación de un rotor, sino en la construcción y la resistencia de los materiales de la pala. El material utilizado para las palas debe responder a las diferentes exigencias de la máquina eólica que, a menudo, son contrapuestas. En conjunto, el material debe ser: resistente, rígido, ligero y de mínimo coste.

En los últimos años se han ensayado todo tipo de materiales: la *madera*, gran variedad de *aleaciones metálicas* y, en especial, los *polímeros de resinas plásticas*, que han dado muy buen resultado y han reducido los costes de la pala de forma considerable.

## Sistemas de orientación

Aunque las máquinas eólicas de eje vertical no necesitan orientación, prácticamente todas las de eje horizontal precisan de un sistema que oriente el rotor, es decir, que de alguna manera detecte la dirección del viento y sitúe el rotor en su misma dirección. Ello disminuye los esfuerzos y las pérdidas de potencia.

Las máquinas eólicas de eje horizontal están sometidas a fuertes esfuerzos durante los cambios de velocidad y dirección del viento. Por ello, el sistema de orientación deberá cumplir la condición de mantener el rotor cara al viento sin provocar grandes cambios de dirección del rotor cuando se produzcan cambios rápidos de la dirección del viento. Existen varios dispositivos de orientación, elegidos generalmente de acuerdo con la potencia de la instalación eólica.

Para las máquinas de pequeña potencia ( $< 50$  kW), cuyo rotor está situado cara al viento, el dispositivo más adecuado suele ser una **cola**, constituida generalmente por una superficie plana situada en el extremo de un soporte unido al cuerpo del aeromotor (Figura 3.15). La cola actúa como una veleta, y cualquier alteración de la posición de equilibrio, genera un empuje sobre la misma que tiende a devolver la turbina a su posición original. Es recomendable que la cola se encuentre fuera de la zona de turbulencias creada por el rotor.

Se utiliza también en máquinas de baja potencia el sistema de rotores auxiliares (Figura 3.16), que consiste en disponer dos pequeñas hélices tras el rotor y en dirección perpendicular al mismo. El viento sólo actúa sobre las

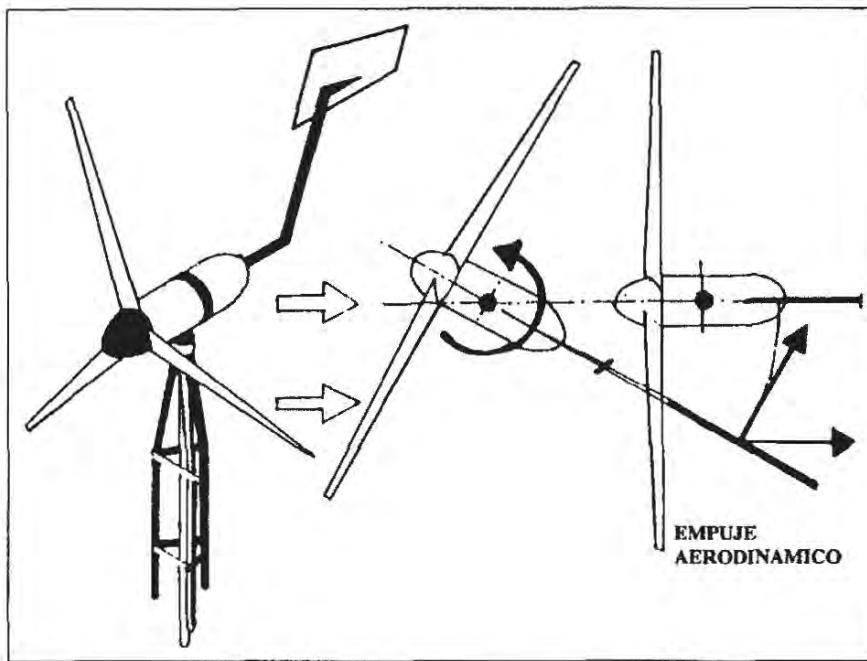


Figura 3.15: Sistema de orientación por cola.

utiliza el **efecto de conicidad**. Las palas se inclinan ligeramente hacia detrás, de forma que en su rotación describan un cono. Cuando el rotor no está orientado, las palas que se encuentran más a favor del viento reciben un mayor empuje aerodinámico, que tiende a variar la orientación del rotor hasta conseguir la posición de equilibrio, donde todas las palas sufren el mismo empuje (Figura 3.17).

Sin embargo, la disposición del rotor a sotavento genera un problema adicional, conocido como *efecto sombra*: a cada paso de una pala por detrás de la torre, se producirá una variación en la corriente de aire que incide sobre el rotor, lo que crea inevitablemente esfuerzos periódicos, que son los más destructivos.

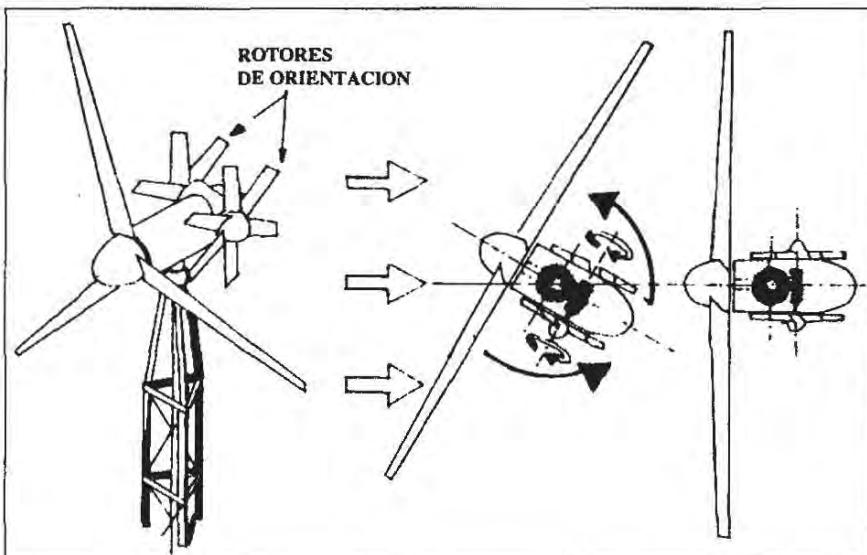


Figura 3.16: Sistema de orientación por rotores auxiliares.

hélices cuando el rotor no está orientado. La rotación producida por el viento en las hélices auxiliares actúa sobre un mecanismo que mueve toda la turbina hasta que queda de nuevo orientada.

Las máquinas eólicas mayores (diámetros superiores a los 20 m) funcionan generalmente con el rotor a sotavento de la torre, es decir, detrás de la misma. En este caso, se

En las grandes máquinas eólicas, la solución del problema de la orientación del rotor no es tan sencilla como las expuestas hasta aquí. En estos

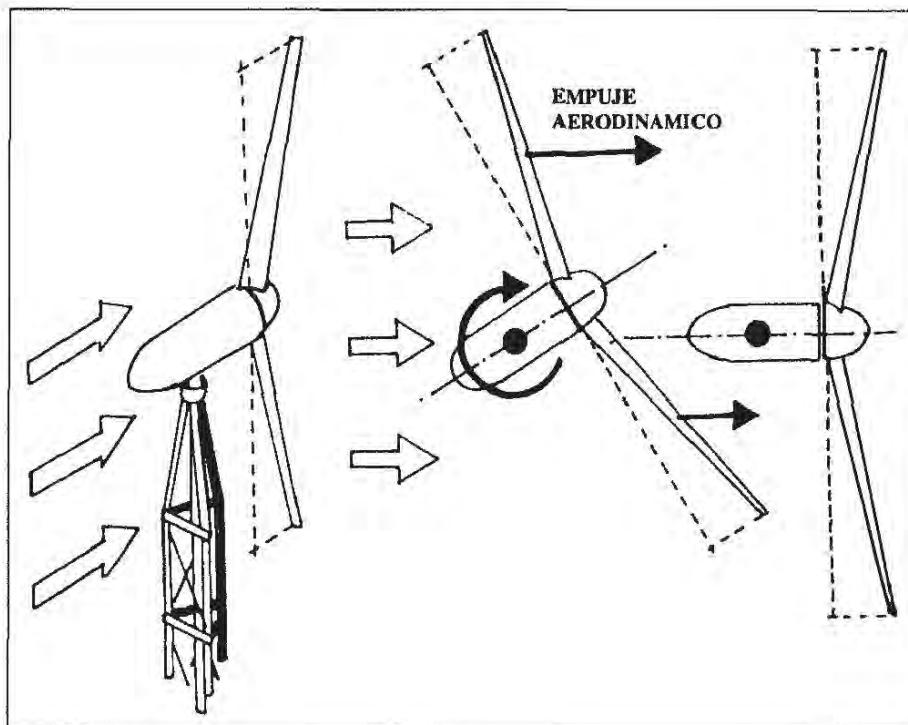


Figura 3.17: Sistema de orientación por efecto de conicidad.

casos generalmente se dispone de motores auxiliares, que funcionan automáticamente mediante servomecanismos (se detecta la dirección del viento mediante una veleta y se compara con la posición del rotor), y que son los que se encargan de orientar el rotor en la dirección adecuada.

## Sistemas de regulación

Los sistemas de regulación tienen por objeto controlar la velocidad de rotación y el par motor en el eje del rotor, evitando las fluctuaciones producidas por la velocidad del viento.

Los sistemas más sencillos operan sólo en la etapa de exceso de potencia, evitando velocidades de rotación demasiado elevadas (vientos fuertes), que podrían poner en peligro la integridad de la máquina (sistemas de frenado). Estos se utilizan solamente en máquinas de pequeña potencia y, en general, en instalaciones en las que son aceptables variaciones en la potencia de salida.

Por otra parte, los sistemas más elaborados, o bien mantienen las fluctuaciones en la velocidad de giro dentro de unos márgenes muy estrechos, o bien permiten al sistema adaptarse a cualquier condición de viento y de potencia.

Los dos grandes grupos de sistemas de regulación vienen definidos por su forma de actuación. En unos, el control se realiza por **actuación sobre el rotor**, aumentando o disminuyendo la potencia absorbida. En los otros, la regulación se lleva a cabo **sobre el eje motor**. Los primeros sólo son posibles en rotores de eje horizontal, mientras que los segundos se pueden adaptar a cualquier tipo de máquina eólica.

El sistema de regulación más sencillo del tipo de actuación sobre el rotor, utilizado en máquinas de pequeña potencia, es el de **puesta en bandera**, aunque no es propiamente un sistema de regulación, sino más bien de frenado. Este dispositivo funciona automáticamente, bien mediante una veleta, que hace girar la turbina cuando la velocidad del viento es demasiado elevada (Figura 3.18.a), o bien aprovechando la fuerza del empuje aerodinámico sobre una excéntrica (Figura 3.18.b). Ambos sistemas actúan contra un resorte, que devuelve la máquina a su posición normal cuando la velocidad del viento disminuye.

Probablemente, la forma de regulación más eficaz y de utilización más extendida en máquinas de mediana potencia sea la de **paso variable**. Este sistema actúa variando el ángulo de ataque de las palas, con lo que aumenta o disminuye el rendimiento aerodinámico y, en consecuencia, la potencia absorbida.

Dentro de los diferentes tipos de regulación por

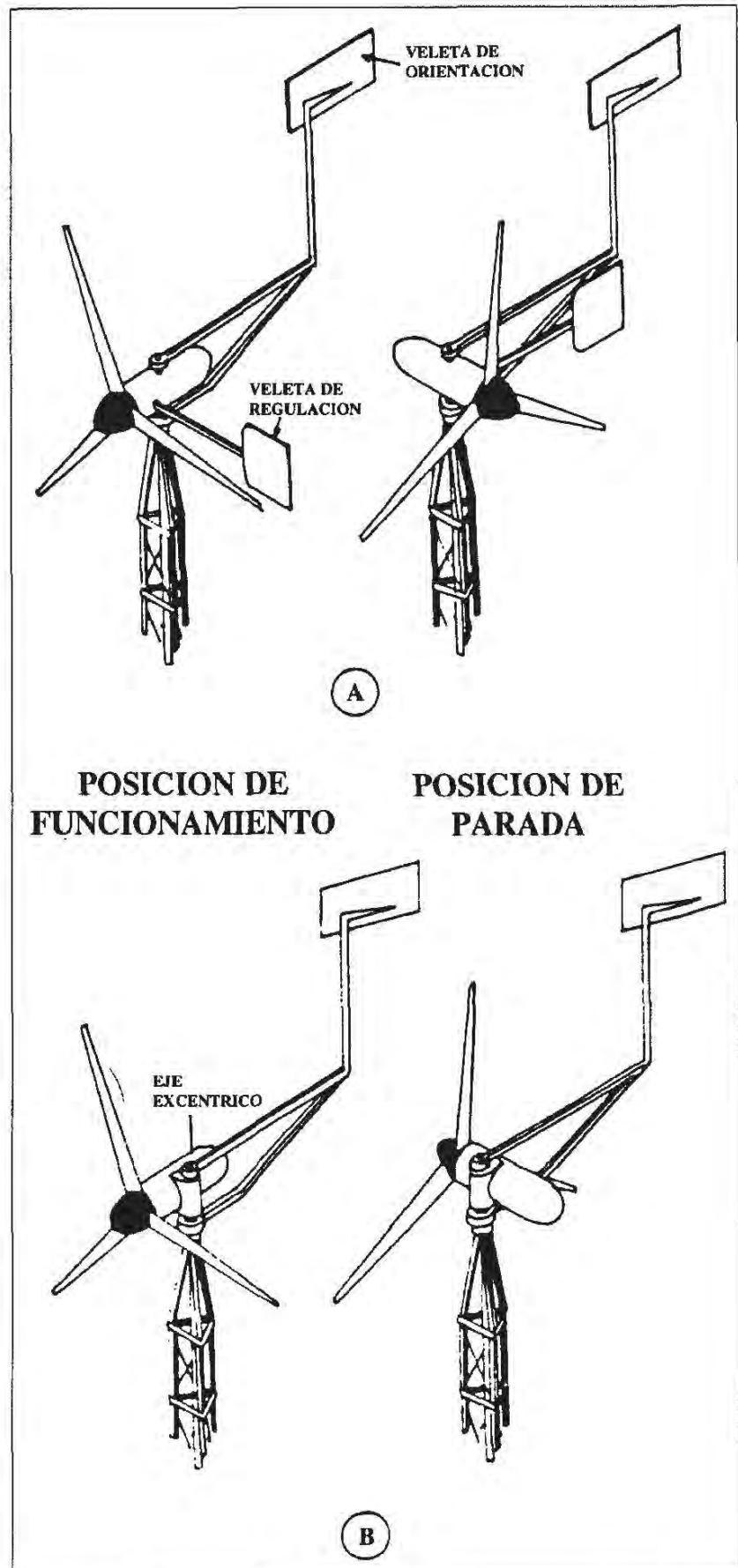


Figura 3.18: Sistema de regulación por orientación del rotor:  
 A) Veleta auxiliar.  
 B) Empuje aerodinámico sobre una excéntrica.

paso variable, los más sencillos, que actúan sólo en la etapa de exceso de potencia, suelen ir provistos de algún **mecanismo de acción centrífuga** que mueve el ángulo de calaje de las palas cuando la velocidad de rotación es muy elevada, llegando a ponerlas en posición de bandera cuando la velocidad del viento alcanza la de desconexión de la turbina.

Este tipo de regulador es el que se viene utilizando en la mayoría de las máquinas eólicas de baja potencia, con muchas variantes y peculiaridades propias de cada fabricante. Así, en la Figura 3.19 se muestra un ejemplo de este tipo de sistema.

En el caso de las turbinas de gran potencia, la fuerza necesaria para mover las palas es demasiado grande para confiarla a una masa centrífuga. Así, se dispone un **mecanismo que actúa a través del eje de la pala**, variando el calaje. Este sistema se controla desde

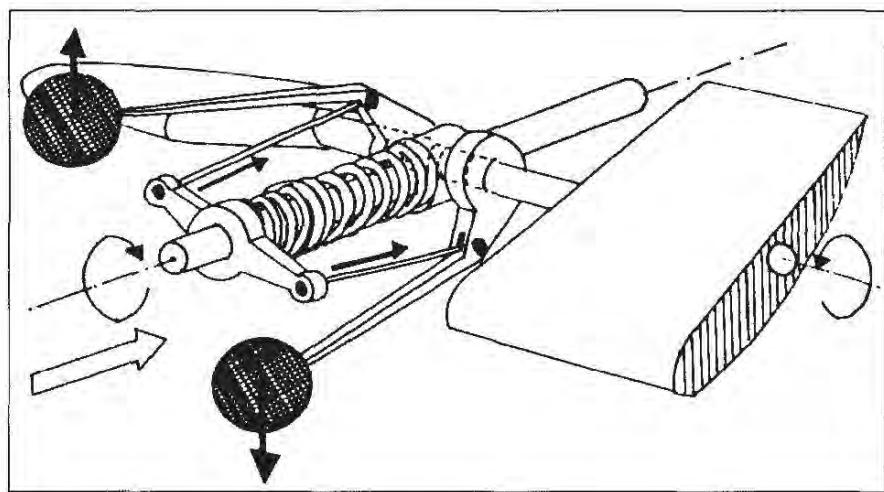


Figura 3.19: Sistema de regulación por masas centrífugas actuando sobre el calaje de la pala.

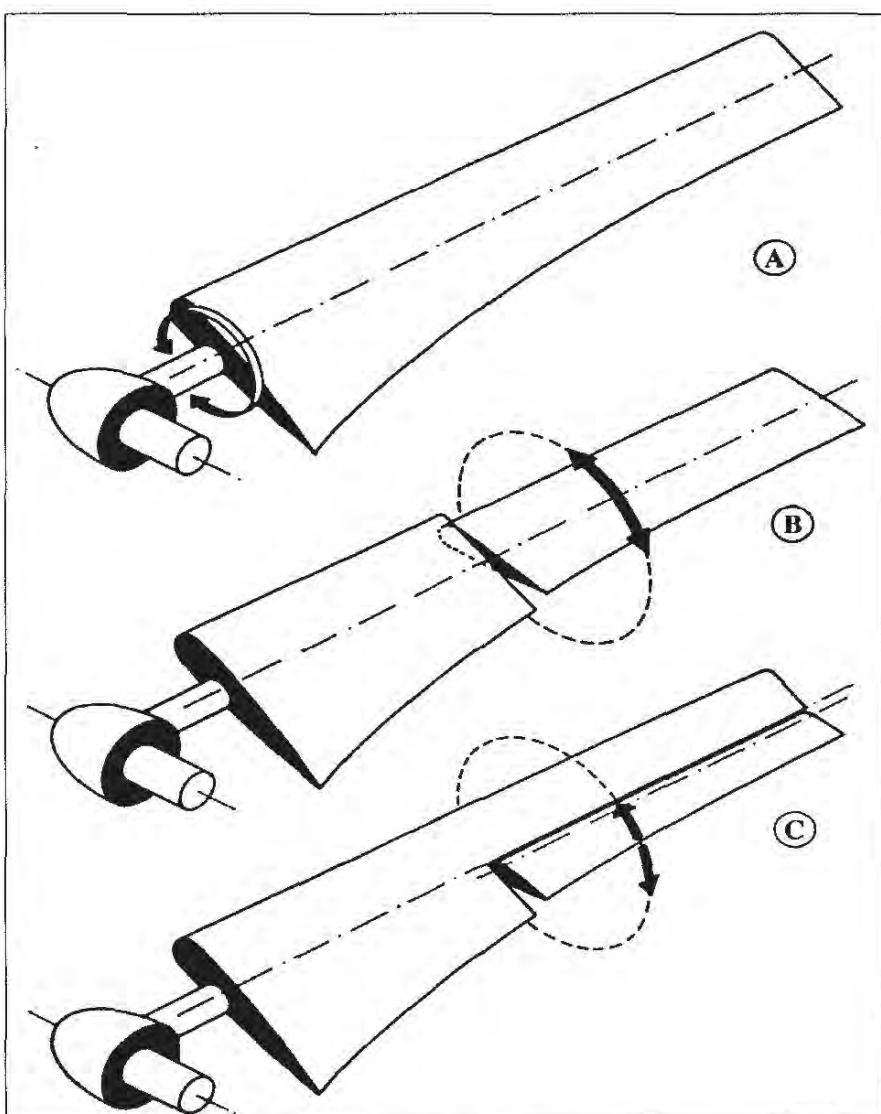


Figura 3.20: Regulación del calaje de la pala:  
a) Toda la pala.  
b) Parte de la pala.  
c) Alerones.

el interior de la máquina mediante un microprocesador y se impulsa mediante motores eléctricos. Resulta mucho más complejo que los sistemas anteriores y, por supuesto, más costoso, pero permite adaptarse a cualquier condición de viento y de potencia de salida, siguiendo un programa preestablecido. Las variantes de este dispositivo son:

- Variación del calaje de toda la pala.
- Variación del calaje de parte de la pala.
- Variación del calaje por alerones (*flaps*).

La Figura 3.20 muestra esquemáticamente estos tres casos.

Una última posibilidad es la de aprovechar las condiciones aerodinámicas de la propia pala. Diseñando adecuadamente el perfil, con un calaje adecuado (**paso fijo**), puede conseguirse que en unas determinadas condiciones la pala entre en pérdida, variando de esta forma su rendimiento y la potencia absorbida.

Los sistemas de regulación **por acción sobre el eje** se utilizan en las máquinas eólicas de eje vertical y en las de eje horizontal de paso fijo. El control de la potencia se realiza mediante el frenado del eje. El freno puede ser de zapatas, de disco o de tipo electromagnético y actuar mandado por algún mecanismo centrífugo o mediante algún tipo de circuito de control. Este sistema tiene que realizar esfuerzos mayores que los anteriormente citados, pero tiene la ventaja de ser más sencillo y de encontrarse ya comercializado, hecho que disminuye considerablemente sus costes.

## Sistemas de transmisión

La energía mecánica obtenida en el rotor debe ser transmitida de alguna forma para poder ser aprovechada en una determinada tarea.

Cuando no interesa generar electricidad, la energía mecánica se puede transmitir como tal mediante poleas, engranajes o utilizando un sistema cigüeñal-bielas. Existen otros sistemas de transmisión (oleohidráulico e hidráulico), pero su reducida aplicación actual hace que sólo sean citados aquí a título informativo.

Cuando se trata de aerogeneradores es necesario aumentar primeramente la velocidad de giro, ya que generalmente los rotores tienen velocidades de rotación demasiado bajas ( $< 200$  rpm) como para poder accionar directamente un generador de corriente eléctrica. Por tanto, para estas máquinas es imprescindible intercalar un **multiplicador** entre el rotor y el generador.

El más sencillo es el **multiplicador de engranajes**, de uno o varios ejes de ruedas dentadas cilíndricas (Figura 3.21). En el mercado se encuentran estos dispositivos de diferentes tipos para toda la escala de potencias y con adecuadas relaciones de multiplicación, siendo los **multiplicadores de planetarios**, con ejes de entrada y salida coaxiales, los que proporcionan multiplicaciones más elevadas en espacios más reducidos. Otro sistema muy utilizado es el **multiplicador de acoplamiento cónico**, que permite disponer el eje de salida perpendicular al de entrada.

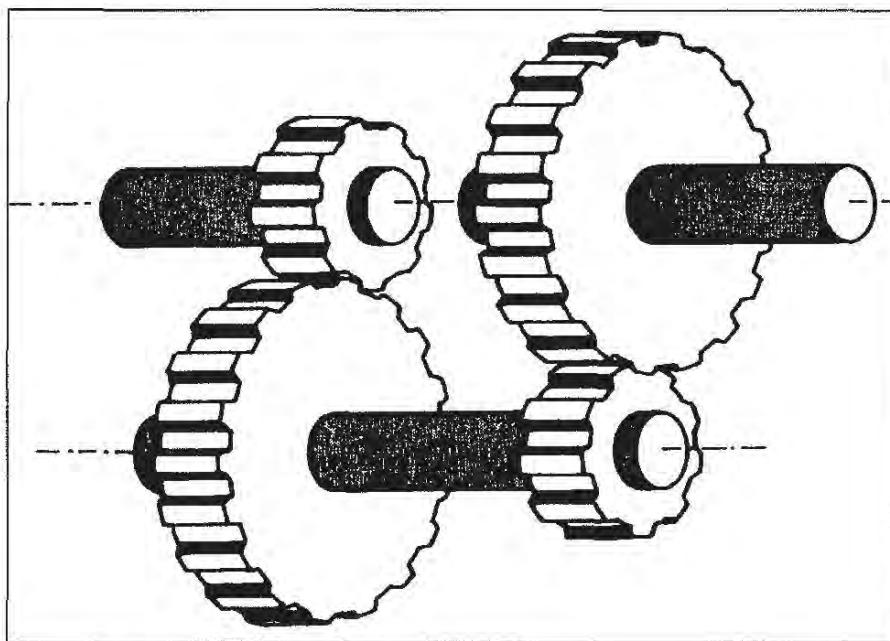


Figura 3.21: Multiplicador de engranajes.

En definitiva, el sistema de transmisión de la mayoría de los aerogeneradores actuales se ajusta a un mismo esquema general, tanto para los de eje horizontal como vertical. El sistema consta de un eje primario acoplado directamente al de rotación del captador, que a través de un multiplicador transmite la potencia al eje del generador (eje secundario).

Los rendimientos actuales de estos sistemas varían entre el 95 y el 99% y su funcionamiento es bastante silencioso.

## Sistemas de generación

Aunque la energía mecánica que genera una turbina eólica puede utilizarse directamente como tal para el bombeo de agua y, en menor medida, de aire, el

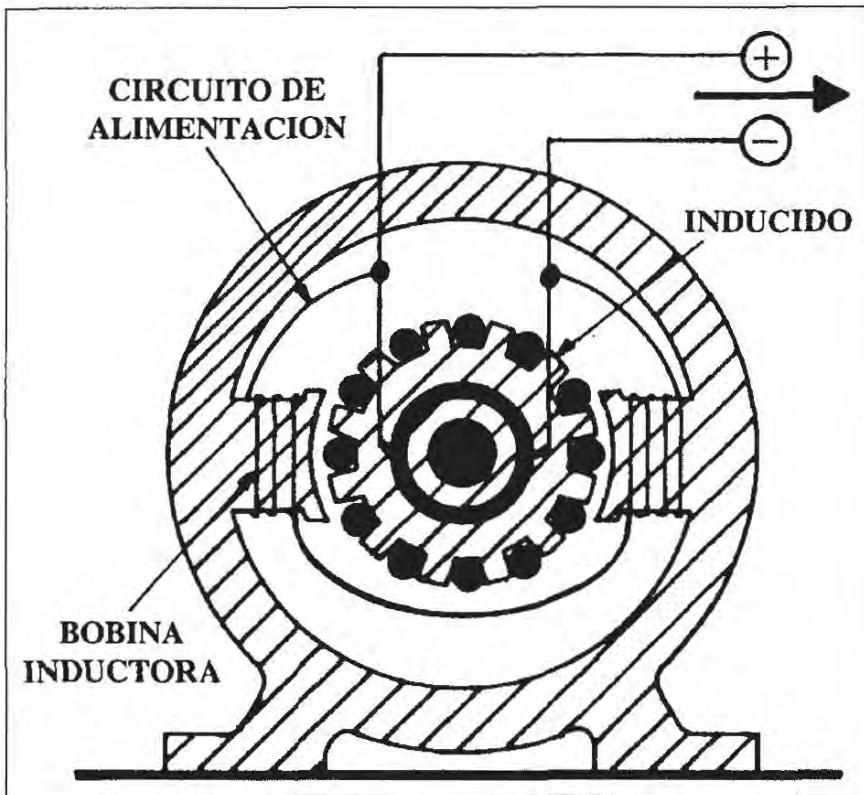


Figura 3.22: Generador de corriente continua (dinamo).

El sistema de aprovechamiento de la energía eólica más generalizado en la actualidad y, sin duda alguna, el de mayor interés, es la producción de electricidad, debido a la facilidad en la manipulación y transporte inherente a este tipo de energía, así como la versatilidad de sus aplicaciones posteriores.

El sistema eléctrico de una aeroturbina está condicionado por las características de operación del rotor (velocidad constante o variable) y por el sistema de aprovechamiento de la energía obtenida (conexión directa a la red o almacenamiento). Los generadores que transforman la energía mecánica en eléctrica pueden ser **dinamos** o **alternadores**. Estos últimos pueden ser, a su vez, de inducción (**asíncronos**) o de excitación (**síncronos**). Cada uno de estos sistemas de generación tiene diferentes características, tanto en los requerimientos de entrada como en las particularidades de la corriente de salida.

La **dinamo** es una máquina eléctrica sencilla, que produce corriente continua (Figura 3.22). Requiere un colector con escobillas que se desgastan con el uso y, por tanto, precisa de mantenimientos periódicos.

En las dinamos el inducido es el rotor; la corriente generada en las bobinas inducidas es alterna, pero la salida se obtiene mediante dos semianillos recorridos en su giro por dos escobillas colectoras, lo que permite que la corriente circule siempre en el mismo sentido (continua). Las bobinas inductoras se encuentran en el estator y son alimentadas por la corriente generada por la propia máquina.

La tensión generada depende de la velocidad de giro y del número de polos; la intensidad de la corriente está relacionada con la tensión y con la carga.

Bien diseñada, una dinamo es capaz de proporcionar potencia a escasas revoluciones, con lo que a veces se puede prescindir de la etapa previa de multiplicación. Normalmente, la corriente eléctrica producida por una dinamo se almacena como tal en un sistema de acumulación de baterías.

Los alternadores se diferencian de las dinamos, aparte de producir corriente alterna, en que reciben la corriente de excitación del inductor de una fuente externa, y en que el inductor es el rotor (Figura 3.23). Para una misma potencia son más ligeros y baratos que las dinamos. Asimismo, no requieren escobillas, y en caso de estar excitadas por imanes permanentes, ni siquiera necesitan anillos rozantes, con lo que no precisan mantenimiento especial. Al trabajar a elevado número de revoluciones, necesitan un multiplicador, siendo su rendimiento algo superior al de las dinamos.

Según sea la corriente de excitación de los generadores de corriente alterna, éstos pueden clasificarse en dos tipos bien diferenciados, cuyas características operacionales son marcadamente distintas: generadores **síncronos** y generadores **asíncronos**.

Los generadores **síncronos** o de excitación reciben la corriente de excitación en forma de corriente continua, suministrando una corriente con una frecuencia que depende de la velocidad de rotación del captador eólico, por lo que, si se desean frecuencias estabilizadas, es necesario disponer de un sistema de regulación muy preciso. Por su parte, el inducido actúa como regulador de intensidad, por efecto de autoinducción, pero es necesario instalar un regulador de tensión que evite los fuertes incrementos de tensión que se producirían a elevadas velocidades del rotor.

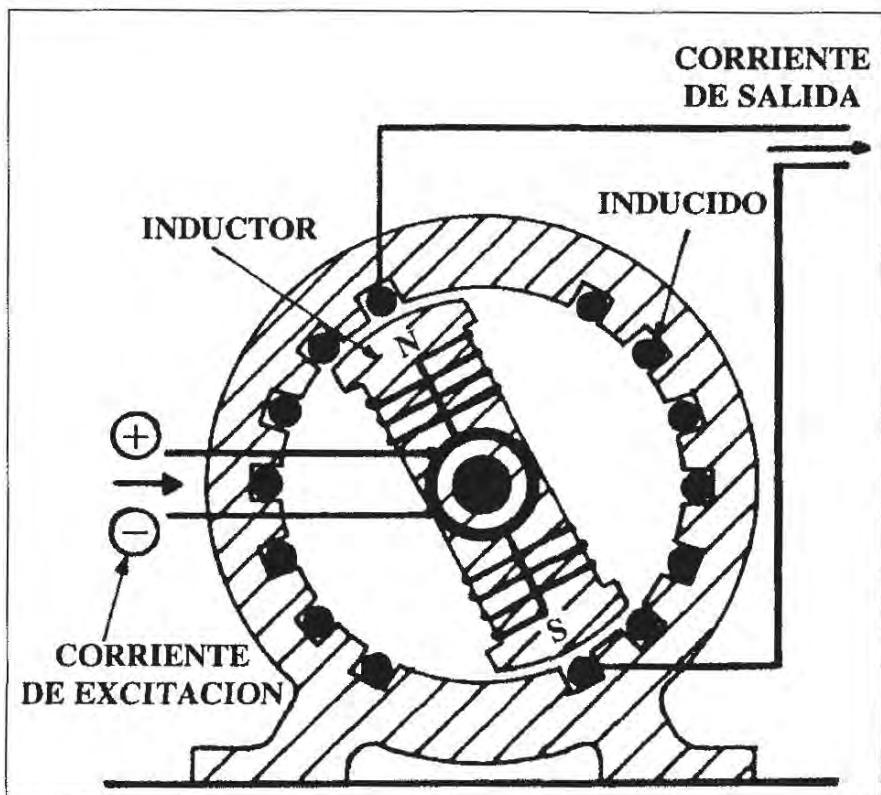


Figura 3.23: Generador de corriente alterna.

La ventaja de los generadores síncronos es que funcionan siempre de forma muy regular y que pueden trabajar tanto en paralelo con la red, como alimentando sistemas eólicos autónomos.

Los generadores **asíncronos** o de inducción reciben la corriente de excitación en forma de corriente alterna, que crea un campo magnético alterno de la misma frecuencia en el inductor.

La frecuencia de la corriente generada depende de la frecuencia de excitación y su intensidad, de la caída de velocidad de giro respecto a la de sincronismo. Estos generadores son, por tanto, muy adecuados para obtener frecuencias estables, lo que representa su mayor ventaja para su conexión a la red.

## **DISEÑO DE INSTALACIONES EÓLICAS**

Una vez estudiadas las diversas partes de que consta un sistema de aprovechamiento de la energía eólica, es necesario pasar revista a los distintos factores que hay que tener en cuenta a la hora de diseñar y construir una instalación. Se trata, en definitiva, de determinar:

- El emplazamiento.
- El tamaño de la máquina.
- Los costes.

### **Selección del emplazamiento: potencial eólico**

Antes de pensar en instalar una máquina eólica en un lugar determinado, es necesaria una evaluación del potencial eólico de la zona. A primera vista, como la velocidad del viento es el factor energético predominante, se puede suponer que los emplazamientos más adecuados son aquéllos en los que sopla el viento con velocidades más elevadas. Sin embargo, si se tienen en cuenta las características operacionales de las aeroturbinas, habrá que considerar no sólo el valor medio de las velocidades del viento, sino también su distribución temporal.

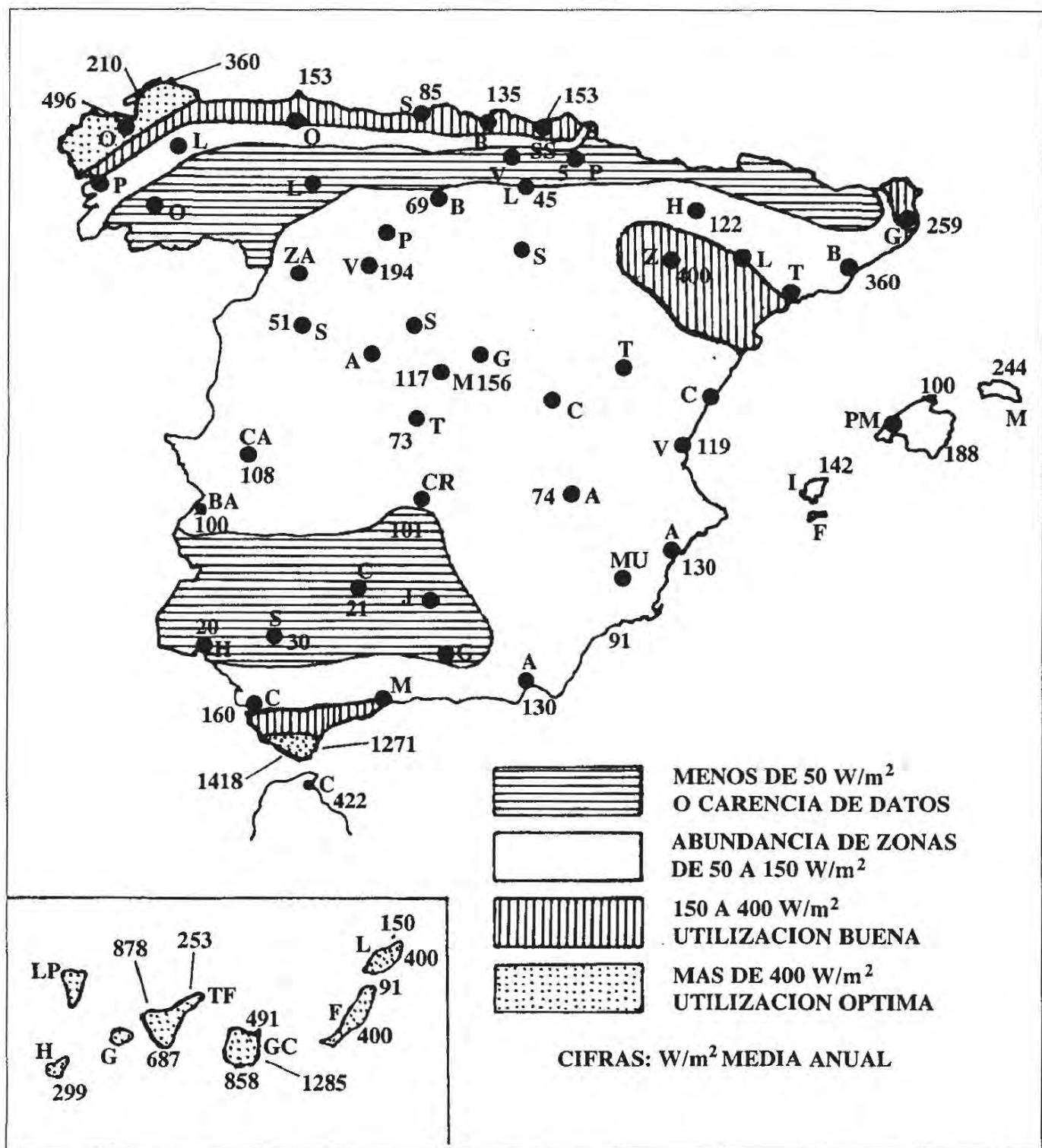


Figura 3.24: Mapa eólico español de potencias medias.

Así pues, para obtener un mejor aprovechamiento de la energía del viento, hay que elegir cuidadosamente la velocidad de diseño de la aeroturbina, y buscar un emplazamiento en el que la velocidad del viento tenga un elevado valor medio y sople con regularidad. Se hace necesario, por tanto, disponer de una información meteorológica detallada sobre la estructura y distribución de los vientos. Las mediciones estadísticas deben realizarse durante un período mínimo de tres años,

para poder obtener unos valores fiables, que una vez procesados permiten elaborar:

- Mapas eólicos.
- Distribuciones de velocidad.
- Perfil de velocidades.

Los **mapas eólicos** proporcionan una información global sobre el nivel medio de los vientos en una determinada zona geográfica, situando las zonas más idóneas desde el punto de vista energético. En muchos países se han realizado prospecciones eólicas con objeto de conocer las mejores zonas para intentar aprovechar la energía eólica, implicando largos años de medida y estudio que, sin embargo, han fructificado posteriormente en una rápida obtención de datos eólicos en el momento de diseñar un sistema de aprovechamiento determinado; de ahí la importancia de estas investigaciones.

En España se elaboró un primer mapa eólico nacional en los años setenta, a partir de las medidas tomadas por la Comisión de Nuevas Energías. Posteriormente, en 1980, se recopilaron todos los datos del Instituto Nacional de Meteorología para obtener un mapa de potencias medias, que se presenta en la Figura 3.24. Para precisar más estos datos, se estableció en 1981 el programa *Mapa Eólico Nacional*, que comprende tres partes: nacional, zonal y puntual, y con el que se espera obtener suficientes medidas como para delimitar las mejores zonas eólicas del país, características físicas y estadísticas del viento, dependencia de la altitud y la orientación, potencia media aprovechable y curvas típicas de duración de potencia.

El estudio a escala zonal de un mapa eólico incluye la determinación de la **distribución de velocidades**, que proporciona el número de horas al año en las que el viento tiene una dirección y una velocidad determinadas. Ello se consigue construyendo una *rosa de los vientos*, que muestra los períodos de calmas y aquéllos en los que el viento sopla en una determinada dirección con una cierta velocidad (Figura 3.25).

A partir de estas medidas se obtienen por procedimientos estadísticos las curvas de distribución de velocidades. De forma aproximada se pueden ajustar analíticamente unas funciones de distribución que suelen dar buenos resultados.

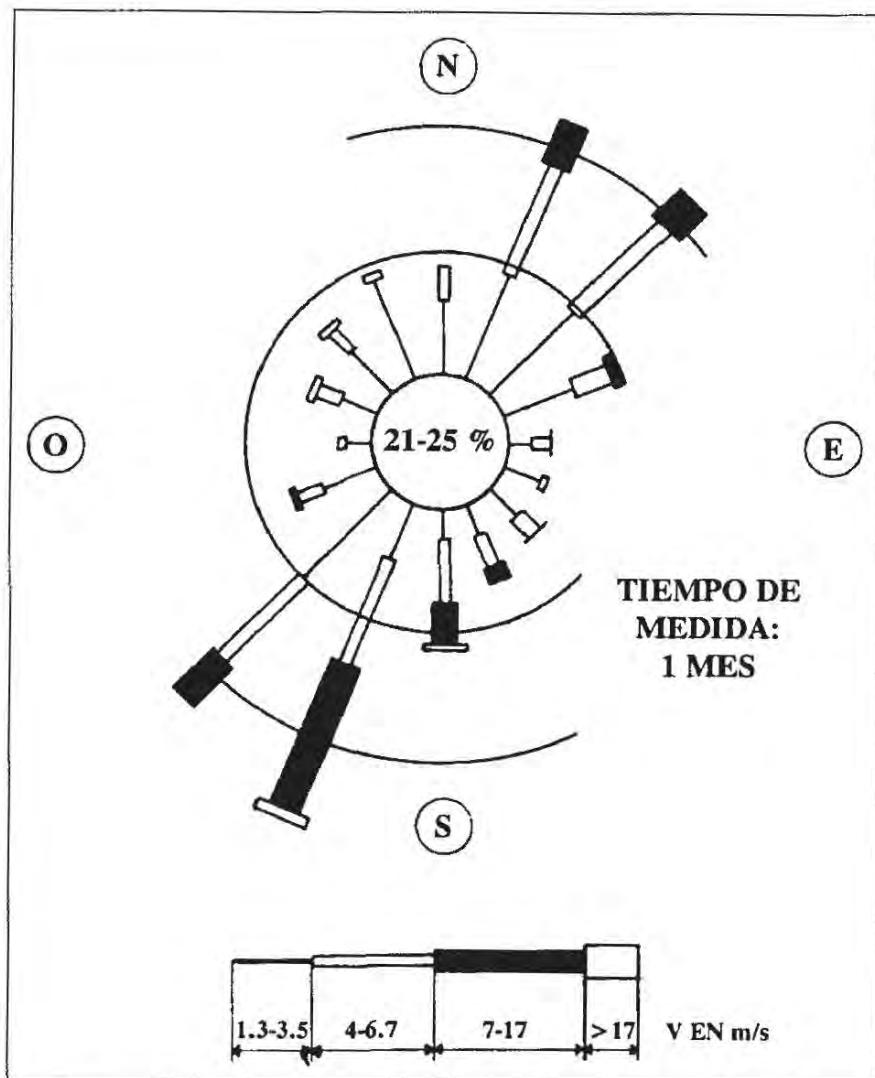


Figura 3.25: Rosa de los vientos. El centro representa el porcentaje de calmas; cada arco representa el 5% del tiempo de medida.

y la distribución de velocidades con la altura sigue una ley de tipo exponencial:

$$\frac{v_1}{v_2} = \left( \frac{h_1}{h_2} \right)^\gamma$$

siendo  $v_1$  y  $v_2$  las velocidades del viento a las alturas  $h_1$  y  $h_2$ , respectivamente, y  $\gamma$  un parámetro que depende de la topografía del terreno y de las condiciones meteorológicas (Figura 3.26); generalmente se calcula a base de medidas y estimaciones estadísticas.

Con la información que proporciona el perfil de velocidades se puede determinar la altura más adecuada para instalar el rotor. Esta altura se obtiene como una solución de compromiso entre el incremento de coste por cada metro adicional de torre y el aumento de ganancia energética que representa.

Las más utilizadas en aplicaciones eólicas son la distribución de Weibull y la de Raleigh. Con ayuda de estas curvas y conociendo los márgenes de velocidades del viento entre los que funciona la turbina, se pueden obtener las horas previsibles de actuación de la máquina a lo largo del año.

Por su parte, la finalidad de un estudio puntual es obtener el **perfil de velocidades**, variación de la velocidad del viento con la altura respecto al suelo. Las fuerzas de rozamiento y el efecto de frenado debido a las irregularidades del terreno son más intensos en las capas que se encuentran en contacto con el terreno,

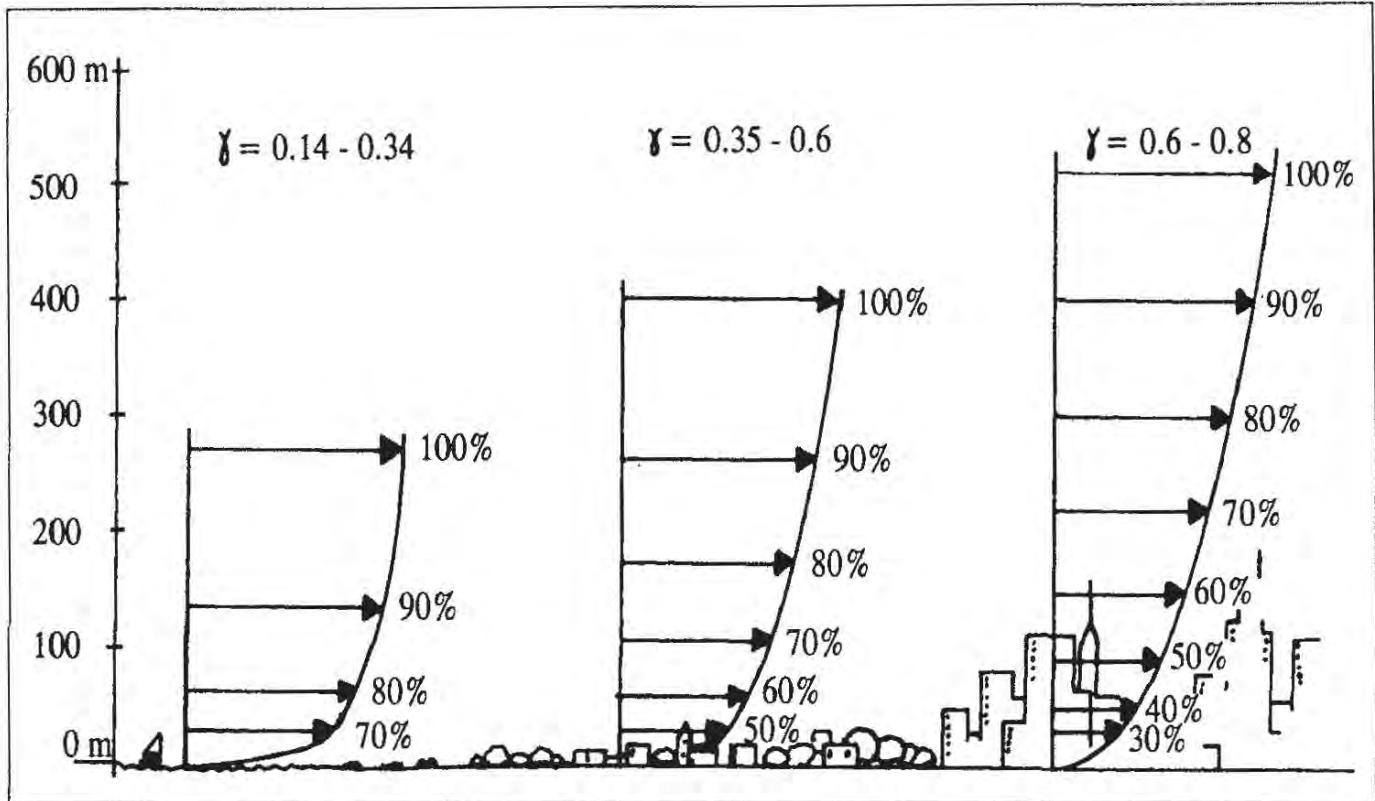


Figura 3.26: Perfiles de velocidad en función de la topografía del terreno.

Todas las mediciones indicadas se hacen con diversos aparatos, más o menos sofisticados, basados principalmente en el funcionamiento del **anemómetro** (medidor de la velocidad del viento), y se procede a su registro y almacenamiento en soporte magnético para facilitar su estudio mediante ordenadores.

En resumen, la elección del emplazamiento de una máquina eólica es un elemento determinante cara a su explotación, y depende de forma casi total del potencial eólico de la zona. Sin embargo, los parámetros definitorios últimos del lugar son sensiblemente diferentes si se trata de una máquina eólica de pequeña potencia (menor de 10 kW) o de mediana o gran potencia (mayor de 100 kW).

Así, para las grandes máquinas, el número de emplazamientos es muy limitado, puesto que el criterio esencial de elección es que el coste de la unidad de energía producida debe ser competitivo con otras fuentes de energía, lo que hace necesario disponer de un gran potencial eólico.

Por otro lado, para pequeñas potencias, el número de emplazamientos disponibles es ilimitado, puesto que el criterio esencial es, en este caso, la proximidad al usuario. No es indispensable una gran cantidad de energía potencial, ya que el usuario no tiene generalmente otra elección.

## Elección y diseño de la máquina eólica

Los problemas técnicos de las máquinas eólicas están fuertemente ligados a la potencia para la que se diseñan. En el caso de las grandes plantas eólicas, el objetivo principal es conseguir unidades tan grandes como sea posible, con el fin de reducir los costes por kW obtenido, de forma que resulten comparativamente rentables frente a los de las plantas generadoras convencionales. Los problemas básicos de estas grandes máquinas son de tipo estructural; los rotores de grandes dimensiones se ven sometidos a esfuerzos elevados, en gran parte debidos a vibraciones, que ponen en peligro su integridad estructural. Se ha de conocer la resistencia de los materiales utilizados y recurrir a técnicas sofisticadas, propias de la industria aeronáutica.

En el caso de las aeroturbinas de baja potencia, el problema es diferente. Su aplicación suele estar dirigida, bien al bombeo de agua o bien a otros usos agrícolas en zonas más o menos aisladas, donde el suministro de energía eléctrica es difícil y costoso. Los precios de dicha energía resultan en estos casos bastante altos, por lo que, debido a la relativa facilidad de construcción de los pequeños aerogeneradores, se podrían obtener costes de la energía de origen eólico comparables a los de la red. Por ello, el objetivo técnico principal en estas máquinas eólicas es la reducción de su mantenimiento al mínimo posible, dada la dificultad de asistencia técnica en zonas rurales. Un cuidadoso diseño y un buen acoplamiento de todos los elementos que componen la máquina es esencial para conseguirlo y prolongar la vida útil del aparato a fin de obtener una buena rentabilidad.

De aquí se deduce que el criterio de selección y diseño de la máquina eólica es su coste, aunque hay que contemplar asimismo su aplicación. Así, si se desea producir energía eléctrica para distribuir a la red, es lógico diseñar una planta eólica mediana o grande, mientras que si se trata de utilizar esta energía de forma aislada, será más adecuada la construcción de una máquina pequeña, o acaso mediana.

El cálculo y diseño de un aerogenerador puede resultar un proceso complicado cuando se trata de máquinas industriales, pero se puede simplificar con métodos aproximados para aplicaciones utilitarias. En estos casos, el primer paso es la evaluación de las necesidades energéticas en función de los aparatos que se pretenda alimentar con el aerogenerador.

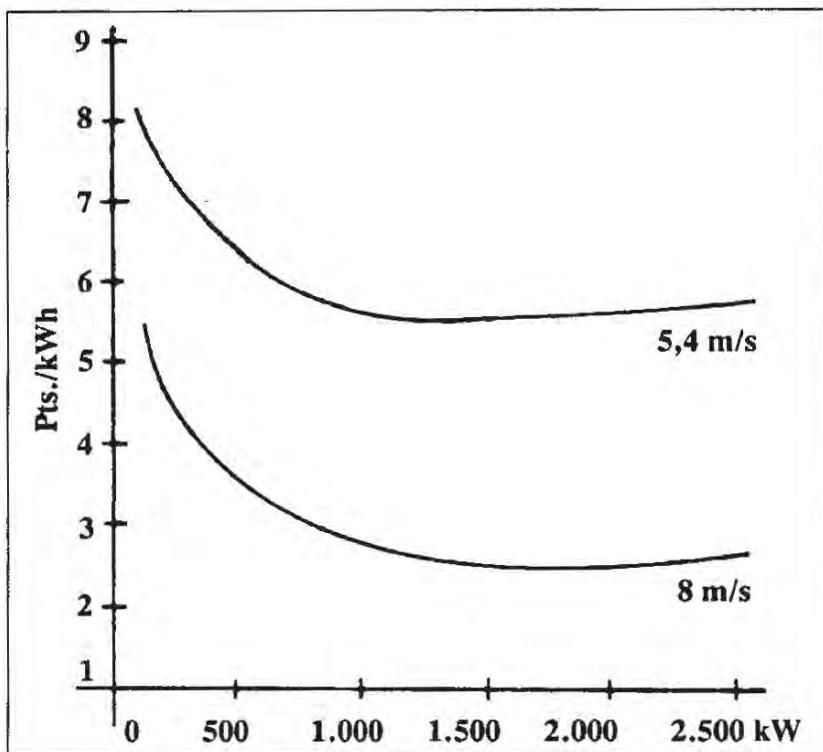


Figura 3.27: Evolución de los costes de instalación en función de la potencia para diferentes velocidades medias del viento.

constructivas y económicas. Para rotores de baja potencia y aplicaciones utilitarias, tres palas puede ser una solución razonable.

La elección del tipo de perfil tampoco es un problema importante para este tipo de rotores. En general, los perfiles denominados NACA, de la serie 12 ó 44, son de uso corriente.

La decisión sobre la velocidad típica de funcionamiento es más complicada, por lo que generalmente se toma un valor entre 5 y 10. Este dato, junto con las características del perfil, permite la elección del calaje de la pala y, posteriormente, de su anchura.

Una vez diseñado el rotor, se deciden el resto de los componentes del sistema en función de su coste ya que, como se ha indicado anteriormente, la etapa crítica en el diseño de una máquina eólica es el sistema de captación.

## Aspectos económicos

El tamaño de la planta eólica determina el nivel de producción de energía y, por tanto, influye en los costes unitarios de la instalación. Asimismo, dentro

Una vez conocida la potencia de consumo y la velocidad media del viento, se puede pasar a calcular el diámetro del rotor, teniendo en cuenta la variación de la velocidad con la altura de la torre que, en general, se suele construir de 10 a 12 m de altura, y sin olvidar los rendimientos de los distintos componentes del sistema.

Determinado el diámetro del rotor, se procede al diseño de las palas, cuyo número se puede determinar en base a consideraciones

de los costes hay que distinguir el coste de la instalación (coste por kW de la planta eólica) y el coste de la energía (coste del kW/h).

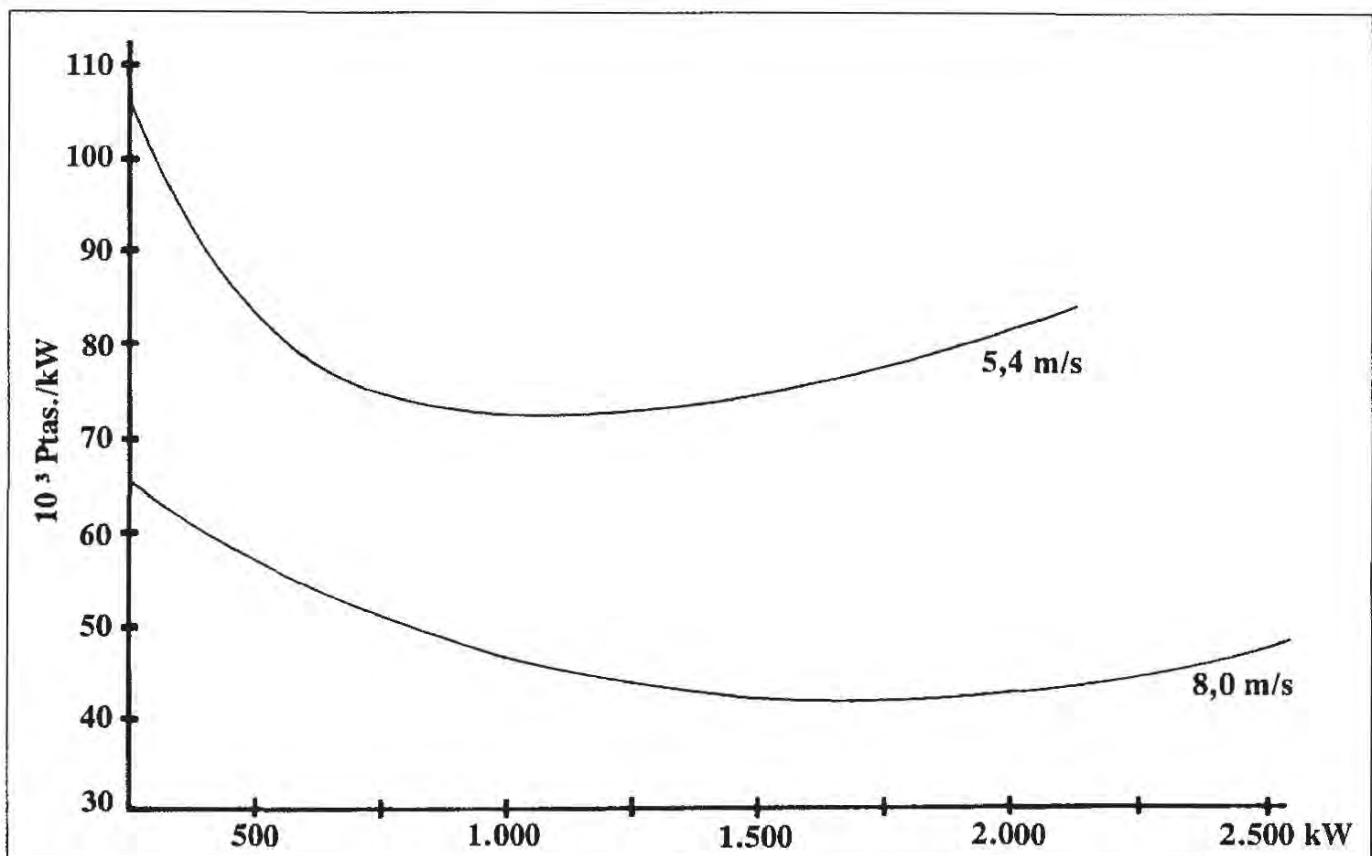


Figura 3.28: Evolución del coste de la energía en función de la potencia instalada para diferentes velocidades medias del viento.

En plantas eólicas de **gran potencia**, la evolución del **coste unitario de la instalación** presenta una economía de escala (Figura 3.27): para bajas potencias, predomina la importancia relativa de los costes fijos (que no dependen de la potencia instalada) y los coste unitarios son elevados. A medida que las potencias son mayores, la aportación de los costes fijos va disminuyendo, y con ella el coste del kW. La tendencia se mantiene hasta alcanzar un valor mínimo, que define el tamaño óptimo del sistema. A partir de ese valor, los costes unitarios vuelven a subir, a causa de las dificultades técnicas que se crean por el excesivo tamaño de los elementos de la máquina. Como es lógico, por otro lado, la evolución de los coste dependerá de la velocidad media a la que se haya optimizado el sistema. Asimismo, el coste global de la instalación descenderá de forma apreciable en función del número de plantas que se construyan.

Por otra parte, el **coste de la energía** (coste del kW/h) obtenido mediante un sistema eólico de **gran potencia** depende de:

- Coste de la instalación, que debe amortizarse a lo largo de la vida de la planta.
- Coste de mantenimiento.
- Energía producida, que a su vez depende en gran medida de la velocidad media del emplazamiento.

La evaluación del coste de la energía habrá que hacerla, pues, basándose en estudios meteorológicos y sobre una estimación del factor de utilización de la planta (porcentaje de tiempo de funcionamiento en condiciones nominales) y sobre la vida media de funcionamiento. Con los dos primeros datos se determina la producción anual de energía y con el tercero, el coste de amortización anual de la instalación.

Los costes de la energía eólica obtenidos estimativamente, deben lógicamente sufrir un fuerte descenso al aumentar el tamaño de la planta, estabilizándose a potencias del orden de 1 MW (Figura 3.28).

Finalmente, con respecto a las **pequeñas máquinas eólicas**, el **coste de instalación** no resulta fácil de determinar, dada la variedad de factores que intervienen en su evaluación y, en particular, el volumen de fabricación, que es el que más puede afectar al precio final de la máquina. Desde el punto de vista económico, el elemento crítico de los aerogeneradores de baja potencia es el sistema de almacenamiento, que puede suponer un incremento de hasta el 50% sobre el coste total de la máquina.

Por su parte, el **coste de la energía** con estos **pequeños sistemas** es, sin duda, muy superior al precio de la energía convencional (Figura 3.29). Sin embargo, la rentabilidad de las pequeñas máquinas puede resultar positiva si se tiene en cuenta su ámbito de aplicación (generalmente abastecido con grupos electrógenos), o donde el coste de la energía suministrada por la red es muy superior al coste en los grandes centros de consumo, una vez añadidos los gastos de instalación de la línea.

Teniendo en cuenta que los costes de electrificación rural son costes sociales y que toda medida que suponga una disminución en el consumo de energías convencionales incide en el interés nacional, el impulso y desarrollo de

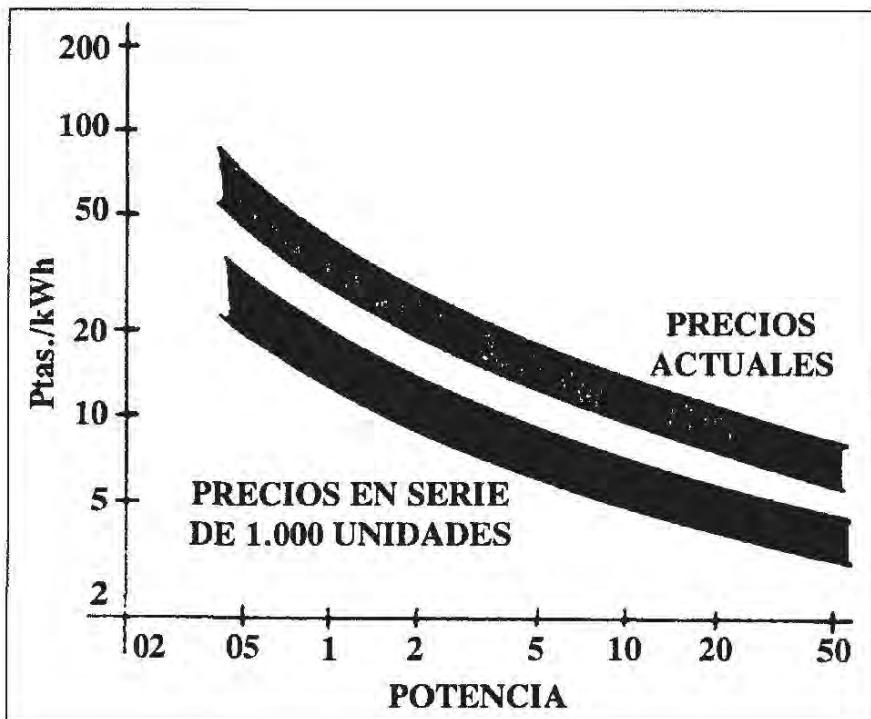


Figura 3.29: Valores aproximados de costes de la energía para pequeñas unidades eólicas, en función de su potencia.

eléctrica. El hecho de utilizar un tipo u otro de energía dependerá fundamentalmente de las aplicaciones que se le quiera dar a ésta. Bajo este punto de vista, se pueden clasificar las aplicaciones de la energía eólica, según su ámbito, como **aplicaciones centralizadas**, caracterizadas por la producción de energía eléctrica en cantidades relativamente importantes, vertidas directamente a la red de distribución, o **aplicaciones autónomas**, dentro de las que cabe distinguir el uso directo de la energía mecánica o su conversión en calor o electricidad.

## Aplicaciones centralizadas

Cada vez se está generalizando más la producción de energía eléctrica de fuentes eólicas en conexión directa con la red de distribución convencional. Por la variabilidad de la energía eólica, siempre será necesario que la potencia base de la red la proporcione una fuente de energía más estable, estimándose que la potencia eólica instalada en un sistema eléctrico podría ser de hasta el 10% de la potencia total del mismo, sin perjudicar su estabilidad.

Podría pensarse en su utilización como generación continua de energía, pero para ello debería preverse un sistema de almacenamiento de energía eléctrica; este modo de utilización llevaría a unos costes de instalación inadmisibles.

la industria de pequeñas máquinas eólicas ha constituido un objetivo preferente en los planes eólicos de algunos países en los últimos años.

## APLICACIONES DE LA ENERGÍA EÓLICA

En su forma primaria, la energía eólica captada por el rotor es de tipo mecánico, aunque pueda ser transformada posteriormente en corriente

En el marco de las aplicaciones centralizadas cabe destacar dos grandes tipos de instalaciones eólicas:

- **Aerogeneradores de gran potencia:** se están llevando a cabo experiencias piloto en varios países con aerogeneradores en el rango de potencias de los MW, si bien con el objetivo principal de estudiar el comportamiento de los materiales, los rendimientos y los costes.
- **Parques eólicos:** se trata de centrales eólicas formadas por agrupaciones de aerogeneradores de mediana potencia conectados entre sí, que vierten su energía conjuntamente a la red. Hasta hace poco, los aerogeneradores instalados en dichos parques o granjas estaban en el rango de 20 a 100 kW; sin embargo, ya se instalan unidades en el rango de 100 a 500 kW. La generalización de este tipo de instalaciones permitiría una importante contribución de la energía eólica a la producción de electricidad a gran escala.

En cualquier caso, las redes eléctricas pueden aceptar, sin modificaciones importantes de los criterios de explotación utilizados con las centrales convencionales, un determinado grado de penetración de energía de origen eólico, grado que depende de la composición del sistema eólico, ya que las variaciones de frecuencia provocadas por las variaciones de la potencia eólica no son importantes en las redes interconectadas. No obstante, para reducir los impactos dinámicos sobre la red, será necesario disponer de previsiones de vientos con la suficiente precisión.

## Aplicaciones autónomas

Las aplicaciones de máquinas eólicas de pequeña potencia para usuarios situados en lugares aislados pueden ser rentables en muchos casos, según las condiciones eólicas de los mismos y las características concretas de las diferentes alternativas que se comparan. Las posibilidades que existen en este ámbito se pueden dividir en tres grupos diferentes, según el tipo de energía utilizada:

- Energía mecánica.
- Energía térmica.
- Energía eléctrica.

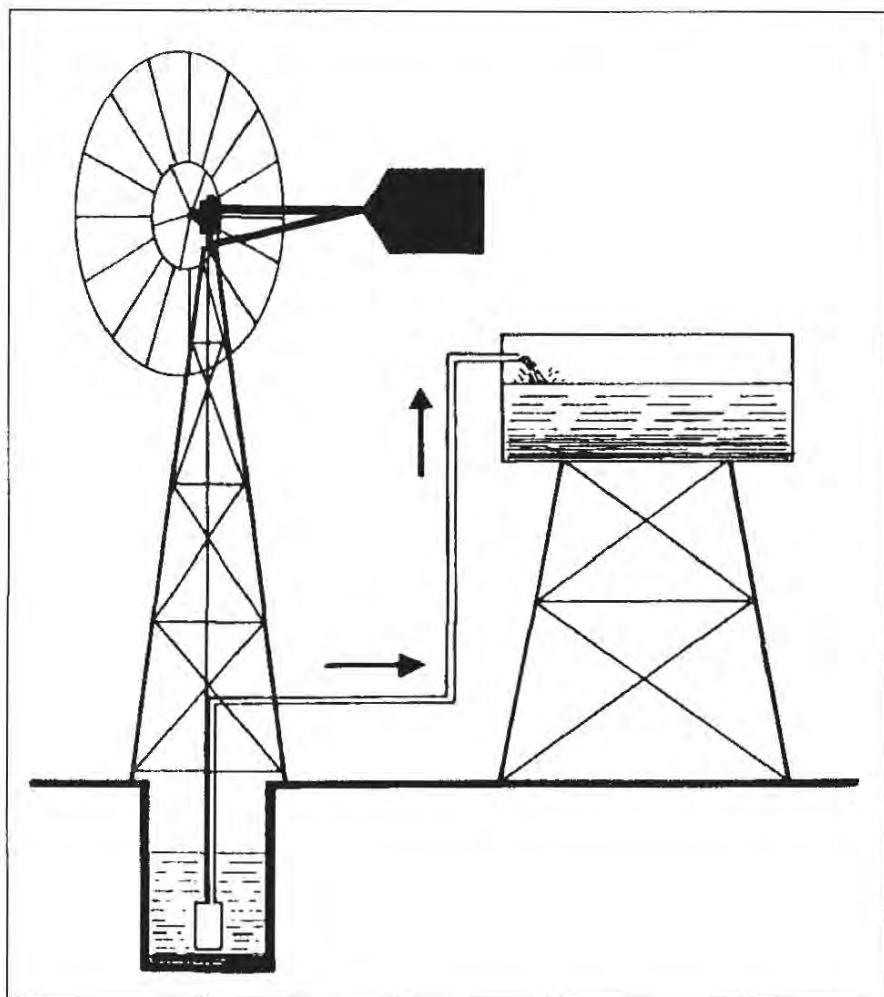


Figura 3.30: Almacenamiento de energía por bombeo.

energía, su acumulación, almacenando el mismo producto a utilizar, el agua, a cotas de altura mayores, para poder utilizar posteriormente la energía potencial de la masa de agua almacenada (almacenamiento por bombeo, Figura 3.30).

El tipo de bomba que se utilice es determinante del comportamiento del circuito de bombeo, y su acoplamiento a las características de la salida de la turbina es fundamental para que la instalación funcione en buenas condiciones. Generalmente se utilizan **bombas de pistón** (Figura 3.31.a), **bombas de tornillo helicoidal** (Figura 3.31.b) o **bombas centrífugas** (Figura 3.31.c) para estos sistemas, a los que hay que dotar de los mecanismos de transmisión adecuados que permitan operar correctamente las bombas.

La posibilidad de accionamiento mecánico de diverso tipo de maquinaria de instalación fija (muelas, sierras, etc.) es factible, siempre que la tarea a realizar pueda adaptarse sin problemas a una fuente de energía aleatoria como es la del viento. Evidentemente, el empleo del aerogenerador en las tareas

Sin embargo, es evidente que pueden utilizarse directamente aerogeneradores para posteriormente transformar la electricidad en energía mecánica o térmica.

El uso directo de la **energía mecánica** proporcionada por una máquina eólica tiene su aplicación más inmediata en el bombeo de agua, para lo cual son especialmente adecuadas las turbinas eólicas de baja potencia. La ventaja de esta aplicación es que permite obviar uno de los inconvenientes más importantes de esta fuente de

citadas puede representar mayor versatilidad, pero el rendimiento de la instalación sería más bajo, al realizarse una doble conversión de la energía (mecánica-eléctrica-mecánica).

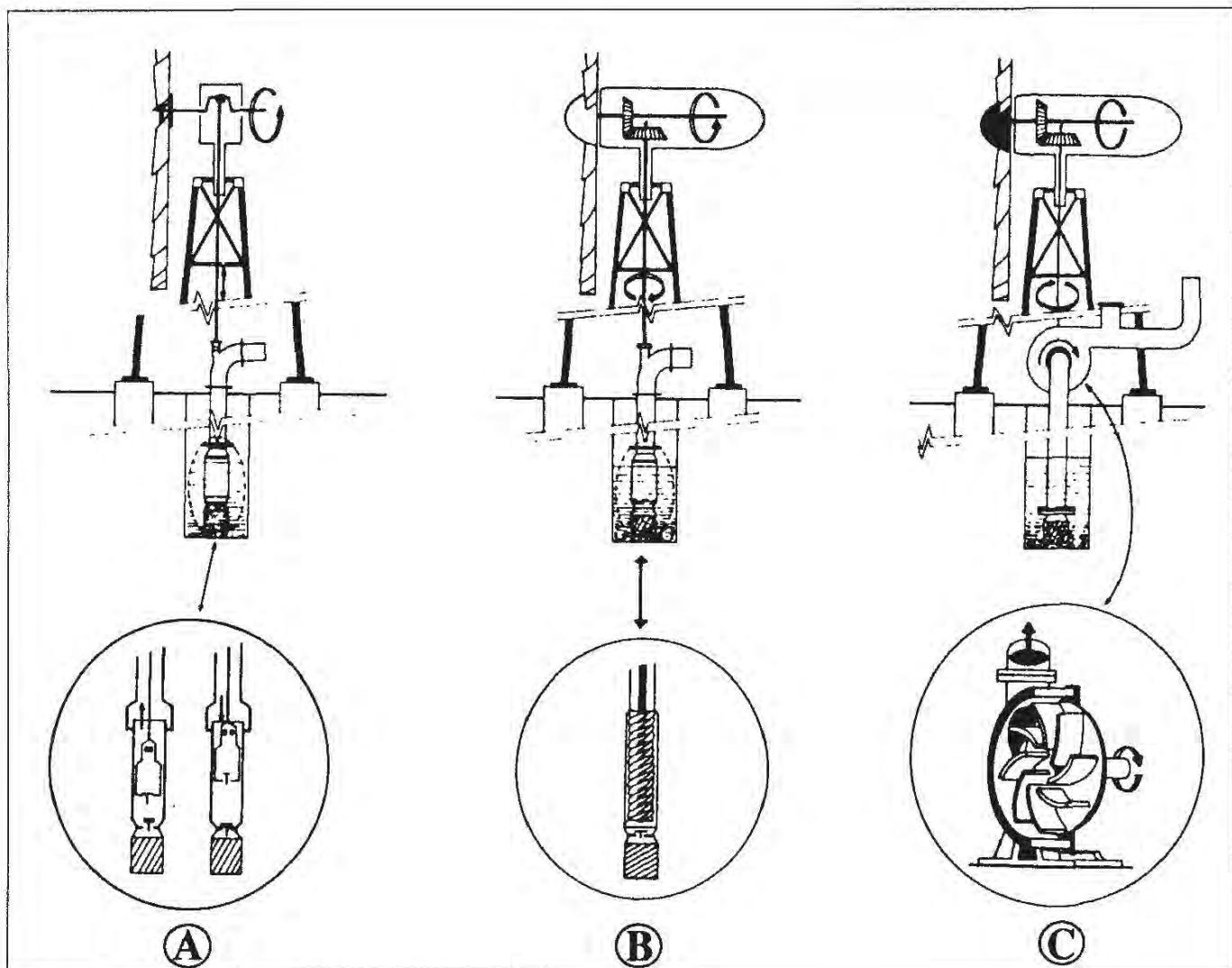


Figura 3.31: Bombas utilizadas en aplicaciones mecánicas:

A) Bomba de pistón. B) Bomba de tornillo helicoidal. C) Bomba centrífuga.

La energía mecánica procedente de una máquina eólica se puede transformar directamente en **energía térmica** por dos mecanismos: calentamiento de agua por rozamiento mecánico o compresión del fluido refrigerante de una bomba de calor. En ambos casos, el calor producido se puede enviar, a través de un cambiador de calor, a un sistema de calefacción convencional.

Obsérvese que el primer método citado presenta un rendimiento de prácticamente el 100%, ya que la energía de rotación en un sistema cerrado se transforma casi en su totalidad en calor, debido al rozamiento.

De nuevo es necesario destacar que la generación de calor para el acondicionamiento térmico de entornos cerrados se puede llevar a cabo vía electricidad, lo cual incrementa el grado de aplicabilidad, pero disminuye el rendimiento global del sistema.

La aplicación descentralizada quizá más interesante es la generación de **energía eléctrica** debido, como ya se ha constatado, a la versatilidad de su uso. Sin embargo, la acumulación de la electricidad producida obliga a su almacenamiento en sistemas generalmente costosos y de baja capacidad, por lo que cada vez es más frecuente la interconexión del sistema de generación autónomo con la red de distribución eléctrica, según el esquema general mostrado en la Figura 3.32.

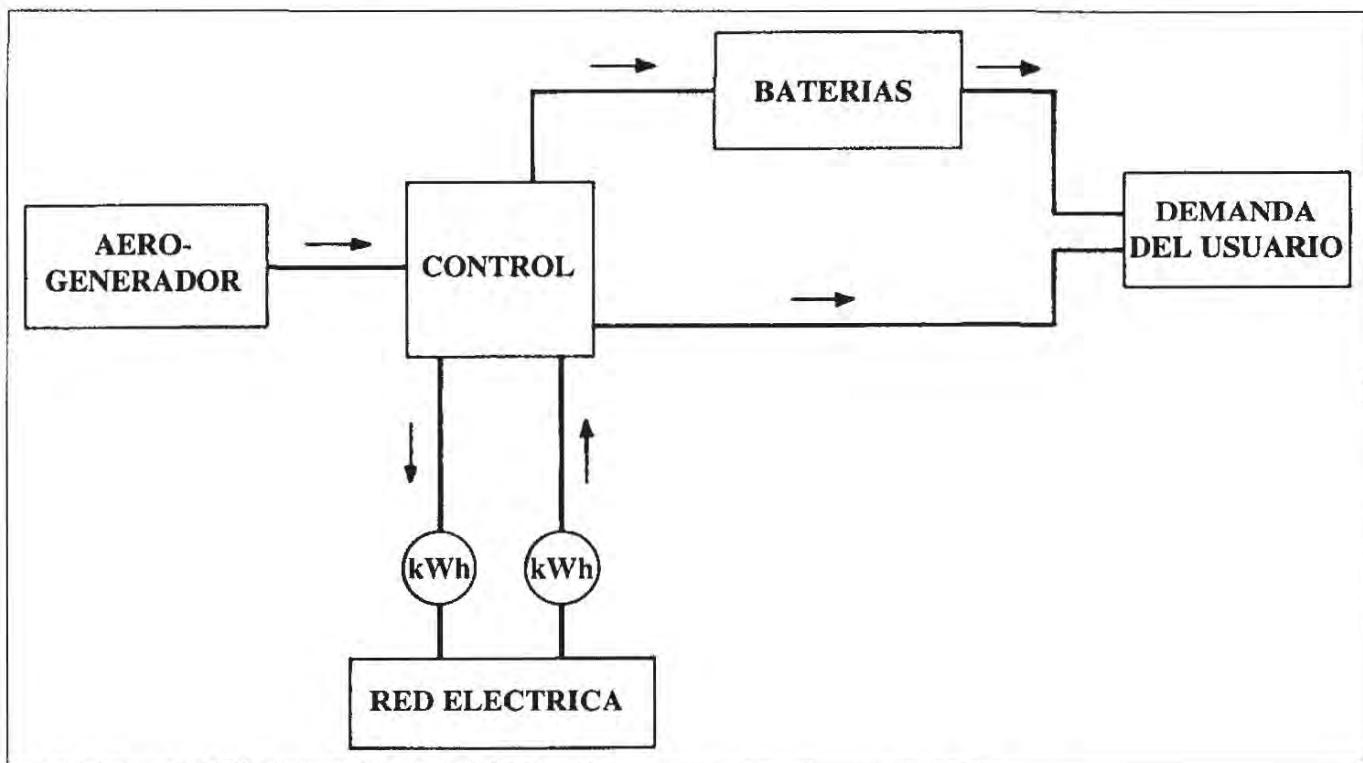


Figura 3.32: Esquema básico de un sistema eólico autónomo conectado a la red.

La energía requerida por el usuario puede ser suministrada por el sistema eólico y por la red eléctrica. La existencia del almacenamiento de electricidad (baterías) es opcional, pero su inclusión exige la de dispositivos rectificadores de corriente alterna para la carga de las baterías, y onduladores de corriente continua (inversores) si toda la demanda del usuario es de corriente alterna.

Cuando no se dispone de dispositivo de almacenamiento, si el aerogenerador produce energía en exceso, se entrega el sobrante a la red eléctrica, y si se

produce menos energía de la requerida se toma de la misma la que falta. Cuando se dispone de almacenamiento, los intercambios de energía con la red sólo se realizan si las baterías han alcanzado el nivel máximo o mínimo. Sin embargo, el mantenimiento de las especificaciones exigidas por las compañías eléctricas para entregar la energía a la red exige un equipamiento excesivamente costoso para que este método de funcionamiento sea de fácil aplicación.

En resumen, las aplicaciones de la energía eólica descentralizadas o autónomas están basadas principalmente en las necesidades de pequeñas comunidades o de tareas agrícolas, pudiendo sintetizarse en los siguientes puntos:

- Bombeo de agua y riego.
- Acondicionamiento y refrigeración de almacenes.
- Refrigeración de productos agrarios.
- Secado de cosechas.
- Calentamiento de agua.
- Acondicionamiento de naves de cría de ganado.
- Alumbrado y usos eléctricos diversos.

Asimismo resulta de interés el empleo de aerogeneradores para dispositivos de ayuda a la navegación, repetidores de radio y televisión y estaciones meteorológicas, instalaciones situadas generalmente en lugares en que es frecuente una localización prominente que ofrece potenciales eólicos aceptables y que suelen distar de la red de distribución eléctrica. Normalmente hay que prever en estos casos un sistema de acumulación por baterías o una fuente alternativa, por ejemplo, un grupo electrógeno, para hacer frente a las posibles calmas.

## **POSIBILIDADES PARA LAS APLICACIONES EÓLICAS EN ESPAÑA**

En España, los trabajos en el campo de la energía eólica han comenzado en años muy recientes. Así, en el año 1979, el Centro de Estudios de la Energía

promovió una serie de estudios encaminados a la construcción de una planta experimental de 100 kW, cuyo esquema se muestra en la Figura 3.33. El proyecto se inició con un estudio previo de los recursos eólicos realizado en el Instituto de Técnica Aeroespacial (INTA). Como consecuencia de estos trabajos previos, se decidió construir la planta experimental en Punta de Tarifa (Cádiz), pasándose en 1983 a la segunda fase del proyecto, consistente en las pruebas de la máquina.

Desde esa fecha hasta contar en 1992 con el mayor parque eólico de Europa se ha recorrido un difícil camino: de los 0,5 MW instalados en 1986 se pasó a los 45 MW en 1992, año en que se instalaron 38 MW. Ello supuso el paso definitivo para la consideración de la energía eólica como un tipo plenamente en fase comercial, con unos niveles de fiabilidad en el suministro similares a los de cualquier otra área energética. Desde entonces, la energía eólica en España está creciendo a un ritmo superior a la media de la unión Europea. De hecho, a finales de 1996 habían instalados 210 MW eólicos y, de cumplirse las previsiones de los proyectos en ejecución, sólo en 1997 se habrían instalado otros 320 MW.

Todo ello no sólo se explica por ser el potencial eólico español claramente uno de los más importantes de Europa, sino que las inversiones realizadas en los últimos años han logrado crear una infraestructura empresarial de fabricantes (aerogeneradores, palas, torres, generadores, transformadores), suministradores (equipos eléctricos, de regulación y de control), empresas de construcción mecánica, instaladores e ingenierías, que han permitido esta fuerte expansión actual.

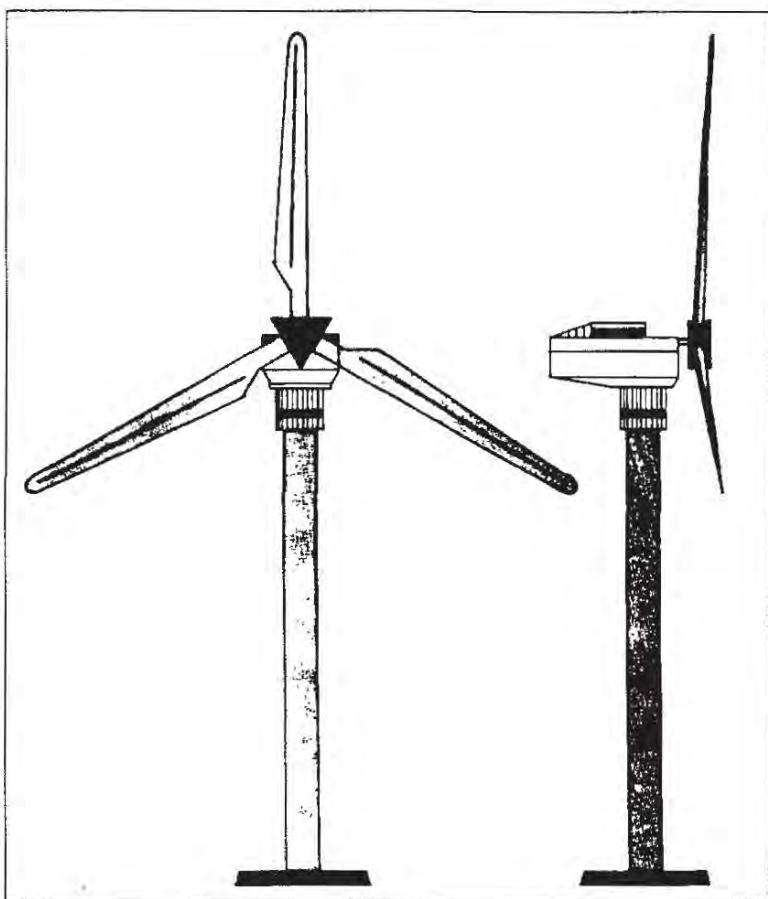


Figura 3.33: Esquema del aerogenerador de 100 kW instalado en Tarifa (Cádiz).

## BIBLIOGRAFÍA

- ALEMANY, J.; *La energía eólica*, en *Las otras energías*, Ed. HMB, Barcelona, 112-131 (1982).
- ATOCHE, A.; *Energías renovables*, Estructuras, 2, 28-35 (1985).
- B.I.N.E.; *Informationspaket Nutzung der Windenergie*, Fachinformationszentrum Energie Physik Mathematik, Karlsruhe (1982).
- CADIZ, J.C.; *La energía eólica. Tecnología e historia*, Herman Blume, Madrid (1984).
- CARDONA, J.L.; *Energía eólica y aeroturbinas. Posibilidades de utilización en España*, Publicaciones del Programa Solar del I.N.I., nº 6, Madrid (1981).
- CARDONA, J.L.; *Viabilidad de las aplicaciones de la energía eólica para la producción de electricidad*, Energía, Mayo-Junio, 89-96 (1985).
- CLEGG, P.; *Wind power*, en *Energy for the home*, Garden Way Publishing, Charlotte, 88-131 (1978).
- CUNTY, G.; *Aeromotores y aerogeneradores. Guía de la energía eólica*, Ed. Marzo 80, Barcelona (1981).
- E.D.F.; *L'energie eolienne en bref*, Electricité de France, Direction de L'Equipement, documento J.29/81, Paris (1980).
- FERRANDO, F., VALIENTE, M. y MORENO, P.; *Determinación del potencial eólico para la producción de energía eléctrica*, Energía, Septiembre-Octubre, 121-130 (1981).
- GENERALITAT DE CATALUNYA; *Mapa eólic de Catalunya*, Generalitat de Catalunya, Departament D'Industria i Energía, Barcelona (1985).
- GOETHALS, R.; *L'energie eolienne*, La Recherche, 11(109), 262-271 (1980).
- HAMILTON, R.; *Can we harness the wind?*, National Geographic, Dezember, 812-829 (1975).
- INGENIERIA QUÍMICA (ed.); *Energía eólica*, en *Anuario de Energía 1980*, Ingeniería Química, Madrid, 621-629 (1980).
- INGENIERIA QUÍMICA (ed.); *Anuario de energía 1994*, Ingeniería Química, Madrid (1994).
- JARABO, F. y FERNANDEZ, J.; *La energía eólica*, en *Energías alternativas renovables. ¿Un futuro para Canarias?*, Secretariado de Publicaciones, Universidad de La Laguna, La Laguna, Santa Cruz de Tenerife, 137-188 (1983).
- McMULLAN, J.T., MORGAN, R. y MURRAY, R.B.; *Energía eólica*, en *Recursos energéticos*, Blume, Barcelona, 111-115 (1981).
- MERRIL, R. y GAGE, T. (eds.); *Wind*, en *Energy primer*, Dell Publishing, New York, 120-153 (1978).
- MINER (ed.); *Las energías renovables en España. Balance y perspectivas 2000*, Secretaría de Estado de Energía y Recursos Minerales, Ministerio de Industria y Energía, Madrid (1997).
- PARK, J; *Simplified wind power systems for experimenters*, 2<sup>a</sup> ed., Helion, California (1975).
- POSTIGO, L.; *Energía eólica*, en *El mundo de la energía*, Ramón Sopena, Barcelona, 209-242 (1975).
- PUIG, J., MESEGUER, C. y CABRE, M.; *El poder del viento*, Ecotopía Ediciones, Barcelona (1982).
- STEADMAN, P.; *Energía eólica*, en *Energía, medio ambiente y edificación*, Hermann Blume, Madrid, 192-219 (1978).
- STONER, C.H. (ed.); *Wind Power*, en *Producing your own power*, Vintage Books, New York, 13-60 (1975).
- VARIOS AUTORES; comunicaciones, Semana del Viento (1as. Jornadas sobre Energía Eólica), Junta de Canarias, Santa Cruz de Tenerife, Marzo (1982).
- VARIOS AUTORES; *Energía eólica*, en *Energías renovables y Medio ambiente*, Monografías C.E.O.T.M.A., nº 16, M.O.P.U., Madrid, 97-182 (1982).
- VARIOS AUTORES; comunicaciones, Jornadas sobre Parques eólicos, Gobierno de Canarias, Puerto de la Cruz, Tenerife, Noviembre (1983).
- VARIOS AUTORES; *Energía eólica*, Seminario Cívico-Militar de Canarias, Ciclo Cuarto *Energías Alternativas y Ahorro Energético*, Primera Ponencia, Santa Cruz de Tenerife (1984).

# CAPÍTULO IV

## ENERGÍA DE LA BIOMASA

### LA FORMACIÓN DE LA BIOMASA

**L**a mayoría de los sistemas desarrollados por el ser humano para captar la energía solar, si bien han representado un considerable esfuerzo investigador, adolecen de la falta de unas perspectivas económicamente rentables para aprovechar la energía solar de forma masiva. Ello ha hecho volver la vista al modelo básico de captación y acumulación de energía solar por las especies vegetales verdes, seleccionado por la Naturaleza a lo largo de un proceso evolutivo de más de 3.000 millones de años, y que ha mantenido la vida en la Tierra hasta nuestros días.

Esta forma de captación de energía es la única fuente renovable que conlleva asimismo un almacenamiento, lo que la distingue de la energía solar directa, la eólica o otras que han de concentrarse y almacenarse artificialmente, a menudo con dificultad. Así pues, la materia orgánica constituye energía solar almacenada y es la denominada **energía de la biomasa**.

La formación de materia viva o biomasa a partir de la luz solar se lleva a cabo por el proceso denominado **fotosíntesis**, gracias al cual se producen grandes moléculas de alto contenido energético, cuyo coste de almacenamiento es nulo y, en principio, sin pérdidas.

Mediante la fotosíntesis, los vegetales transforman productos minerales sin valor energético, dióxido de carbono y agua, en materias orgánicas de alta energía, proceso que sólo tiene lugar en las plantas verdes, que contienen clorofila, ya que este compuesto es el que posibilita toda la serie de reacciones químicas que tienen lugar. Los productos que fabrican para sí las plantas (azúcares, proteínas, grasas, etc.) y el oxígeno que simultáneamente eliminan, sirven, a su vez, directa e indirectamente, de alimentos constituyentes o energéticos a todos los demás seres que habitan el planeta.

Ahora bien, en todo proceso de conversión energética un importante factor a considerar es el rendimiento con que éste tiene lugar, es decir, la fracción del total de energía incidente (energía solar) que queda convertida en la forma de energía de interés (energía de la biomasa). Teniendo en cuenta las reacciones que gobiernan la fotosíntesis, se puede obtener el valor teórico del rendimiento fotosintético, que resulta ser, aproximadamente, de un 30%. Sin embargo, del total de la radiación solar que llega a la Tierra, sólo algo más del 40% es fotosintéticamente activa; además, sólo el 70% de ésta es absorbida por las hojas, ya que el resto suele ser reflejada, con lo cual, la eficacia máxima teórica del proceso será de alrededor del 8% ( $0,3 \times 0,4 \times 0,7$ ). Por otra parte, las pérdidas de energía debidas a la respiración de las plantas (estimadas en cerca de un 40%) lleva a un rendimiento máximo teórico de transformación de la energía solar en biomasa que no llega al 5%.

La realidad es que los valores más altos que se encuentran en condiciones óptimas de campo son del 3%, mientras que la media para el caso de plantas de cosecha anual no sobrepasa el 1%.

Aunque el rendimiento del proceso de conversión biológica de la energía solar pueda parecer bajo, se ha de considerar que los sistemas vivos que captan y convierten la energía solar se encuentran ampliamente distribuidos sobre tierras y aguas del planeta, cubriendo una enorme superficie, lo que determina que la cantidad de energía almacenada por fotosíntesis sea inmensa, alrededor de 8,5 millones de TW/h·año. Sin embargo, esta cifra, aunque obedece a estimaciones realistas, no debe conducir a un exagerado optimismo, puesto que para el uso de esta cantidad ingente de biomasa como fuente energética existen varias limitaciones.

En efecto, cerca del 40% de la biomasa que se produce en el mundo es de tipo acuático, localizada en los océanos y, por tanto, de difícil recolección. Por otro lado, de la biomasa terrestre, gran parte se encuentra muy dispersa, lo que hace que los costes energéticos de recolección y transporte restrinjan el posible aprovechamiento de la biomasa producida en lugares relativamente alejados de los centros de utilización. Finalmente, la existencia de vastos eriales, la extensión limitada de las zonas cultivables y el tipo de materias primas energéticas en que la civilización actual basa su funcionamiento, impone ciertos condicionantes tanto a la producción de biomasa aprovechable como al estado en que ésta puede utilizarse.

A pesar de todo, mediante el desarrollo de una adecuada tecnología parece evidente que podría utilizarse el potencial energético de la biomasa para cubrir un considerable porcentaje de la demanda energética actual.

## FUENTES DE BIOMASA PARA FINES ENERGÉTICOS

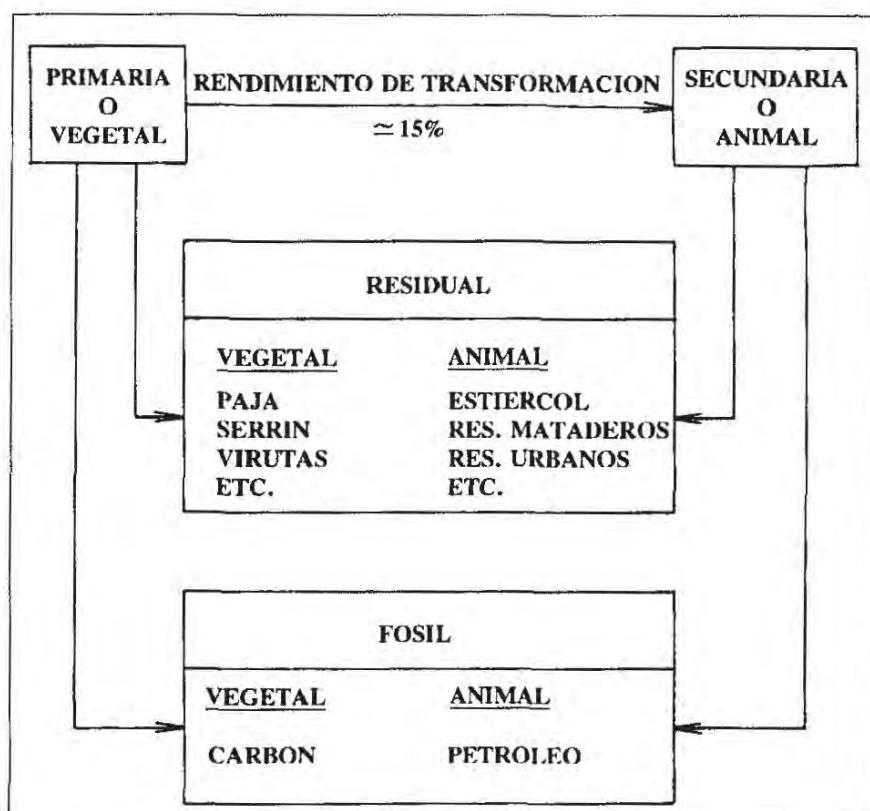


Figura 4.1: Tipos de biomasa.

Como ya se ha indicado, la actividad fotosintética de los vegetales produce una masa viviente que se ha denominado **biomasa**. Sin embargo, ésta es transformada posteriormente en los distintos niveles de seres vivos que se conocen. Se puede hablar de **biomasa vegetal** cuando ésta se produce directamente como consecuencia de la fotosíntesis, mientras que aquella biomasa que producen los seres que utilizan en su alimentación la biomasa vegetal, se puede denominar **biomasa animal**. Así pues, en un sentido amplio del término, se puede definir como **biomasa** al conjunto de materiales orgánicos generados a partir de la fotosíntesis o bien producidos en la cadena biológica.

Ahora bien, los seres humanos y los animales utilizan sólo una parte de la biomasa a su disposición, constituyendo el resto un residuo en gran medida no utilizado. Incluso un gran porcentaje de la parte utilizada es devuelto a la Naturaleza como residuo. Tanto el primer caso, residuos de producción, como en el segundo, residuos de consumo o de transformación, son fundamentalmente orgánicos, lo que permite definir el término **biomasa residual** como la originada de la forma expuesta.

Como ya se ha indicado, la actividad fotosintética de los vegetales produce una masa viviente que se ha denominado **biomasa**. Sin embargo, ésta es transformada posteriormente en los distintos niveles de seres vivos que se conocen. Se puede hablar de **biomasa vegetal** cuando ésta se produce directamente como consecuencia de la fotosíntesis, mientras que aquella biomasa que producen los seres que utilizan en su alimentación la biomasa vegetal, se puede denominar **biomasa animal**. Así pues, en un sentido amplio del término, se puede definir como **biomasa** al conjunto de materiales orgánicos generados a partir de la fotosíntesis o bien producidos en la cadena biológica.

Finalmente, es evidente que lo que hoy se conoce como combustibles fósiles (carbón, gas natural y petróleo) no es otra cosa que biomasa (**biomasa fósil**), que se produjo en determinados períodos geológicos y, una vez enterrada, bien a través de mecanismos bioquímicos o bien por condiciones físico-químicas o por la conjunción de ambos tipos de acciones, generaron aquéllos. Evidentemente, aquí no se estudiará la biomasa fósil, por tratarse de una fuente de energía no renovable.

La relación entre los tipos citados de biomasa se muestra en el esquema de la Figura 4.1.

La obtención de energía a partir de la biomasa puede conseguirse indirectamente mediante su transformación en productos industriales que sustituyan a otros, costosos en energía fósil, o directamente, utilizándola como combustible. En este último caso se presentan dos soluciones posibles:

- Utilizar como fuente de biomasa los **residuos**, lo que ofrece unas perspectivas universales e inmediatas de aprovechamiento.
- Utilizar como fuente de biomasa los llamados **cultivos energéticos**, es decir, plantaciones destinadas exclusivamente a producir energía, solución que, por diversos motivos, sólo podrá alcanzar una importancia significativa a medio o largo plazo.

Estas dos alternativas se consideran individualmente a continuación, intentando resaltar los aspectos más importantes de cada una de ellas en el contexto global de la biomasa como fuente de energía.

## LOS RESIDUOS COMO FUENTE DE BIOMASA

El desarrollo de la civilización actual lleva consigo una generación continua de grandes cantidades de residuos, que están creando un problema por su magnitud y sus consecuencias. Teniendo en cuenta que la mayor parte de estos residuos son de carácter orgánico, constituyendo la denominada *biomasa residual*, se puede suponer que éstos presentan un enorme potencial para la producción de energía.

El potencial energético de los residuos puede ser intuido teniendo en cuenta que se producen unas 2 Tm de residuos de todo tipo por habitante y año, con un poder energético de unos 9.000 kW/h·año. Este poder energético permite prever un aprovechamiento amplio de esta biomasa que, bajo el punto de vista de constituir una materia prima, presenta la ventaja de producirse de forma continua y creciente como consecuencia de la actividad humana.

El tratamiento de los residuos es, en general, una actividad costosa, que hasta hace poco no se ha llevado a cabo con eficacia, bien por falta de una legislación adecuada o por carencia de medios económicos. No obstante, un estudio detenido del posible aprovechamiento de los residuos con fines energéticos en los lugares en que se producen muestra que éste tiene bastantes ventajas, algunas de las cuales se enumeran a continuación:

- Los residuos ya existen como tales, con un valor económico incluso negativo como materia prima.
- La biomasa residual suele estar concentrada en lugares determinados, lo que puede permitir un ahorro en costes de transporte.
- La utilización de residuos con fines energéticos es un sistema de eliminación con ventajas ambientales.
- Algunos métodos de aprovechamiento de la biomasa residual generan coproductos valiosos.

Todo ello hace que el tratamiento de la biomasa residual no sólo sea necesario, sino que podría convertirse en una actividad de interés económico y, fundamentalmente, social, debido a los beneficios que generaría su aprovechamiento.

En general, se pueden definir los residuos como aquellos materiales generados en las actividades de producción, transformación y consumo que no han alcanzado en el contexto en que son generados, ningún valor económico.

Se siguen varios criterios para clasificar los distintos tipos de residuos, entre los que cabe destacar la naturaleza de su origen (agrarios, industriales, urbanos) o los tipos de materiales que los constituyen (orgánicos, plásticos, metálicos, etc.). Teniendo en cuenta que el interés de este estudio se centra en

la biomasa, se consideran tres grandes sectores de actividades que la producen, tal como muestra la Figura 4.2.

SECTOR	ACTIVIDAD	RESIDUOS
Primario	Agraria	Agrícolas Forestales Ganaderos
Secundario	Transformación	Industriales (Industrias agrarias)
Consumo	Urbana	Residuos sólidos urbanos (fracción orgánica) Aguas residuales (lodos de depuradoras)

Figura 4.2: Tipos de residuos.

## Residuos agrarios

Los residuos agrarios, consecuencia del sector primario de la actividad humana se pueden subdividir, a su vez, en tres grandes grupos: agrícolas, forestales y ganaderos.

Se puede denominar **residuo agrícola** a la planta cultivada o porción de ella que es preciso separar para obtener el fruto o para facilitar el cultivo propio o posterior.

Una gran cantidad de los residuos agrícolas quedan en el suelo en forma de raíces, hojas o frutos no aprovechables, y no son utilizables como fuente energética, ya que se incorporan al terreno y contribuyen a mejorar considerablemente las propiedades físicas, químicas y biológicas del suelo.

Otra fracción de estos residuos la integran las partes aéreas que es preciso separar para facilitar la recolección o las labores agrícolas. Una cantidad importante de ellos son consumidos por la ganadería, como es el caso de las pajas de leguminosas o algunos residuos verdes, como los de la remolacha azucarera.

Por último, existe una gran cantidad de residuos con potencial interés industrial y energético, que localmente pueden tener alguna utilidad, pero cuya

eliminación constituye un problema en las labores de explotación agrícola. Esta última categoría de residuos, que son los que interesan en este estudio energético, se producen principalmente en los siguientes cultivos:

- Cereales, originando pajas.
- Frutales y viñedo, cuya poda anual es una fuente considerable de material combustible.
- Algunos cultivos industriales como los textiles y oleaginosas, que dejan como residuos los tallos.

Los **residuos forestales** están constituidos por ramas, cortezas, virutas, serrín, hojas, tocones y raíces, habiendo constituido durante siglos la fuente energética más importante de la Humanidad. Para facilitar su estudio, los residuos que se producen en el bosque se pueden dividir en dos grandes grupos:

- Residuos de corte y elaboración de madera.
- Residuos de tratamientos selvícolas.

Respecto al primer grupo, hay que destacar la producción de ramas, teniendo en cuenta que aquéllas de diámetro inferior a 7,5 cm no reportan ninguna utilidad industrial en la actualidad y representan un residuo que hay que eliminar del bosque para evitar la propagación de incendios y plagas. Es considerable también la producción de corteza, serrín y viruta, originados en la elaboración de tableros, tanto a partir de troncos como de ramas. Las hojas, tocones y raíces también representan una cantidad apreciable de biomasa residual, susceptible de aprovechamiento.

Respecto al segundo grupo, son considerables los residuos que se producen en los tratamientos selvícolas: limpias de los bosques naturales que se realizan para aumentar el rendimiento del bosque y evitar la propagación de incendios, y clareos que se efectúan en los montes repoblados. La eliminación de estos residuos supone en la actualidad un problema que, en la mayoría de los casos, sólo se puede resolver con la destrucción sobre el terreno, con la consiguiente pérdida energética. Se distinguen dentro de estos residuos los de madera de sierra, madera de industria y leña para astillas.

Tradicionalmente, los **residuos ganaderos** constituían la única fuente de nutrientes para los suelos agrícolas. Con la aparición de los fertilizantes sintéticos, lamentablemente han dejado de utilizarse los estiércoles en gran número de explotaciones, comenzando a haber una separación entre agricultura y ganadería. Por ello, en las explotaciones intensivas que no disponen de terrenos suficientes, se tiende a recoger las deyecciones en diferentes tipos de depósitos y, mediante tratamientos diversos, eliminarlas o llevarlas a lugares en que puedan tener alguna utilidad. Aquí es donde podría contemplarse la inclusión de la tecnología energética para atender a las necesidades locales de la explotación ganadera.

## **Residuos industriales**

Es muy amplio el número de sectores industriales que generan residuos orgánicos; sin embargo, en muchos de aquéllos, la producción real es muy escasa ya que, por lo general, dichos residuos se utilizan como subproductos o aporte energético y, cuando no tienen utilidad y proceden de pequeñas industrias, frecuentemente se incorporan a los residuos sólidos urbanos.

Por estos motivos sólo se consideran de interés los residuos de sectores industriales que puedan generar grandes cantidades de residuos de naturaleza orgánica, suponiendo su eliminación un coste adicional para la empresa. Las industrias que se pueden considerar, bajo este punto de vista, son las de conservas vegetales, producción de aceites y vinos, y frutos secos, aunque localmente pudieran ser importantes industrias de otro tipo, generadoras de biomasa residual.

## **Residuos urbanos**

Los núcleos de población producen diariamente grandes cantidades de residuos, que se pueden considerar incluidos dentro de dos grandes grupos: los residuos sólidos urbanos y las aguas residuales urbanas.

El tratamiento y eliminación de estos residuos constituye un problema cada vez mayor, debido a su incesante crecimiento, a medida que aumenta la población y el nivel de vida de la misma. Por ello se ha estado estudiando una amplia gama de soluciones posibles a este problema, destacando aquellos métodos de tratamiento que permitan la obtención de energía y el reciclaje de productos útiles.

En este aspecto es de mencionar que, en contraposición con los residuos agrarios, que se producen de forma dispersa, los residuos urbanos se caracterizan por su localización, por lo que parece evidente que sean los más aptos para un tratamiento a gran escala, debido a la menor incidencia del factor transporte en el coste de los procesos de transformación.

Se denominan **residuos sólidos urbanos** a aquellos materiales generados en los procesos de fabricación, transformación, utilización, consumo o limpieza llevados a cabo en los núcleos urbanos, que son finalmente destinados al abandono. Su composición es muy variable, pero se puede promediar su contenido en materia orgánica en alrededor del 50 %, y su producción media no suele alcanzar 1 kg/hab·día, variando la distribución de ambos valores en función del tamaño de los núcleos urbanos y del nivel de vida de la población.

El correcto tratamiento de los residuos sólidos urbanos implica dos fases: recogida y transporte, y aprovechamiento o eliminación. Una vez que se ha efectuado la recogida y se ha transportado a los lugares adecuados, que es la fase más costosa de la gestión de las basuras, es necesario dar un destino final a las mismas.

En definitiva, los residuos sólidos urbanos representan la fuente de biomasa residual más directamente aprovechable por las siguientes razones:

- Es la única fuente de biomasa residual que cuenta con un servicio de recogida organizado.
- Su recogida y eliminación son totalmente imprescindibles, por lo que sería mucho más interesante su aprovechamiento.
- Se estima que el crecimiento de su producción es de alrededor del 5 % anual.
- Permiten la recuperación de otros productos reciclables, como los metales y el vidrio.

Por su parte, se denominan **aguas residuales** a los líquidos procedentes de la actividad humana que llevan en su composición gran parte de agua y que, generalmente, son vertidos a los ríos o al mar. Su composición es tanto inorgáni-

ca (sales, arenas, etc.) como orgánica (materiales biodegradables), y su fracción sólida contiene una apreciable cantidad de biomasa residual.

En los últimos años se ha visto la necesidad de depurar estas aguas residuales, proceso que consiste, esencialmente, en un tratamiento primario de separación de la materia en suspensión seguido, generalmente, de un tratamiento biológico con oxígeno, obteniéndose al final del mismo un agua depurada.

Sin embargo, estos procedimientos generan unos fangos (primarios y biológicos) que contienen la mayor parte de la materia orgánica que estaba presente en el agua residual, por lo que poseen una alta carga contaminante. Su concentración media en materia orgánica oscila alrededor del 5% y se producen a razón de unos 2 l/hab·día, lo que supone una generación de biomasa residual de 36,5 kg/hab·año.

## LOS CULTIVOS ENERGÉTICOS COMO FUENTE DE BIOMASA

El cultivo de cosechas atendiendo al valor que poseen como combustible, es decir, con la directriz de su potencial energético, es lo que se conoce como *cultivos energéticos*. Recientemente, y como consecuencia de la crisis energética, se ha empezado a considerar seriamente la posibilidad de producir biomasa vegetal transformable en energía, conociéndose esta nueva faceta agrícola como *Agroenergética* sobre la cual, por falta de datos experimentales, existen todavía interrogantes acerca de su rentabilidad e impacto social y ecológico.

Actualmente sólo se obtienen pequeñas cantidades de energía procedentes de esta fuente; el conocer su rentabilidad económica y energética debe ser objetivo de investigación para que se pueda llevar a cabo esta actividad de forma masiva en un futuro no muy lejano.

Actualmente se han iniciado algunos intentos de plantaciones energéticas en diferentes países. A título orientativo, baste reseñar que un cultivo que tenga una producción de 10 Tm/Ha·año de biomasa seca, daría una energía anual equivalente a la suministrada por una potencia instalada de 5 kW. Si se desarrollasen cultivos energéticos de alta eficacia en la producción de biomasa, se podría duplicar o triplicar esta cifra, llegando a producciones comparables a las que

tienen los cultivos más productivos. Esto significa que los cultivos susceptibles de ser utilizados como productores de energía deben ser seleccionados de acuerdo a la premisa general de obtener la máxima cantidad posible de energía neta compatible con las condiciones climáticas y del suelo de cada zona. Además, antes de abordar masivamente los cultivos energéticos en una zona, sería necesario evaluar el impacto ambiental que produciría su establecimiento y tomar las medidas oportunas para que dicho impacto fuese lo menos perjudicial posible.

A continuación se citará una serie de cultivos que se pueden aprovechar con fines energéticos, dividiéndose el estudio en los siguientes apartados:

- Cultivos tradicionales.
- Cultivos poco frecuentes.
- Cultivos acuáticos.
- Cultivos de plantas productoras de combustibles líquidos.

No son las plantas que se van a citar los únicos candidatos como productores de energía. No cabe duda de que la íntima adaptación de la especie a unas circunstancias ecológicas concretas, es uno de los factores más importantes a la hora de maximizar la productividad. Por eso, en cada circunstancia se deberán ensayar las especies autóctonas o introducidas de las que se sospeche una mayor acomodación al medio. Posteriormente se puede iniciar una selección genética de variedades encaminadas a obtener la mayor cantidad posible de biomasa recolectable.

Los detalles de cada una de las especies que se citan, tanto bajo el punto de vista de su producción de biomasa, como respecto a la forma óptima de transformación de ésta en energía, reproducción, rendimientos, etc., se pueden encontrar en la bibliografía correspondiente.

## **Cultivos tradicionales**

Los cultivos tradicionales son aquéllos que el ser humano ha venido utilizando desde hace mucho tiempo, no sólo para la producción de alimentos indispensables para su subsistencia, sino también para la obtención de productos de interés industrial.

Tratándose de utilizar algunos de estos cultivos con fines energéticos, es necesario distinguir aquéllos que puedan destinarse exclusivamente a la producción de energía, por haber decaído su interés en su ámbito tradicional, de los que puedan ser competitivos con la producción de alimentos. La viabilidad de estos últimos podría ser discutible, ya que esta competitividad tendería a ofrecer más dificultades que ventajas cara al futuro, salvo que se usasen como fuente energética los excedentes de cosechas.

Todas las especies de cultivo tradicional tienen determinadas exigencias climáticas, así como la necesidad de terrenos fértils y agua por lo que, inevitablemente, su cultivo supone un elevado grado de competencia con los cultivos alimentarios. En un plano ideal, los cultivos energéticos se deberían localizar sobre terrenos marginales; sin embargo, el concepto de marginalidad es relativo y, exceptuando las zonas desérticas donde ningún vegetal puede ser cultivado, los límites para el aprovechamiento vienen marcados por imperativos económicos.

Dentro de estos cultivos cabe destacar:

- Cereales.
- Caña de azúcar (*Saccharum officinarum*).
- Sorgo dulce (*Sorghum bicolor*).
- Maíz de tallo azucarado (*Zea mays*).
- Remolacha (*Beta vulgaris*).
- Mandioca (*Manihot esculenta*).
- Girasol (*Helianthus annuus*).
- Plantaciones forestales.

## Cultivos poco frecuentes

Desde que se ha empezado a considerar la posibilidad de utilizar cultivos con fines energéticos, se han iniciado diversos proyectos de prospección de

especies silvestres. Algunas de ellas ya se cultivaban en sitios aislados, pero nunca con la intención de obtener energía.

La principal ventaja de estos cultivos sería su posible adaptación a zonas marginales o áreas no aprovechables para fines alimentarios o industriales, con lo que se evitaría la competencia energía-alimentación. En principio, se ha centrado la atención en especies de gran producción de biomasa en condiciones de suelo y clima desfavorables (suelos salinos, pobres, áridos) y con vistas a un aprovechamiento total de la biomasa producida (azúcares fermentables y residuos leñosos o celulósicos utilizables como combustibles sólidos).

Dentro de este tipo de cultivos se encuentran, entre otros:

- Cardos (*Onopordum* sp.).
- Pataca (*Helianthus tuberosus*).
- Chumberas (*Opuntia ficus-índica*).
- Agaves (*Agave americana*).
- Caña de Provenza (*Arundo donax*).
- Pasto elefante (*Pennisetum purpureum*).
- Helechos (*Pteridium aquilinum*).

## Cultivos acuáticos

Los océanos cubren aproximadamente el 70% de la superficie de la Tierra; desde el punto de vista de la captación de la energía solar poseen entre 5 y 10 veces más superficie potencialmente productiva que la tierra. Hasta el momento no se ha abordado con suficiente extensión y profundidad la creación de cultivos en explotaciones marinas; sin embargo, el incremento de la población y la demanda creciente de alimentos y productos energéticos, han vuelto en gran medida la atención científica hacia esta posible forma de producción de biomasa.

En cualquier caso, la experiencia actual en la siembra, cuidado y recolección en el mar es mucho más reducida que en tierra, por lo que la explotación de estos cultivos se contempla a un plazo mayor que la de los terrestres.

Dentro de los cultivos energéticos marinos cabe destacar:

- Algas (*Macrocystis*, *Nerocystis*, *Alaria*).
- Algas unicelulares (*Chlorella*, *Scenedesmus*, *Spirulina*).

Por otro lado, la planta acuática de agua dulce que quizás haya recibido más atención en los últimos tiempos es el jacinto de agua (*Eichornia crassipes*).

Además de las especies citadas, existen otras muchas plantas acuáticas, tanto de agua salada como de agua dulce, que podrían ser utilizadas, bien para la obtención de energía o, de forma alternativa, para la alimentación (producción de proteínas). El estudio de cada especie en su hábitat natural puede ofrecer grandes posibilidades en un futuro de cara al aprovechamiento de muchas plantas acuáticas para la obtención de biomasa.

## **Cultivo de plantas productoras de combustibles líquidos**

La mayor parte de los vegetales almacenan su energía básicamente en forma de hidratos de carbono (azúcares, almidón, celulosa). Existen otros, en cambio, que, presentando una gran fracción de residuo leñoso, producen sustancias que, con un tratamiento sencillo, pueden ser usadas como combustibles, por sus propiedades parecidas a los derivados del petróleo, en los motores de combustión interna o diesel: son las plantas productoras de combustibles líquidos.

El cultivo de estas especies constituye un panorama actualmente muy interesante, por lo que a continuación se hace una relación de algunas de las especies que se podrían utilizar para la producción de energía:

- Palma africana (*Elaeis guineensis*).
- Palma babasu (*Orbignya martiana*).

- Tabaiba (*Euphorbia lathyris*).
- Jojoba (*Simmondsia chinensis*).
- Alga elástica (*Botryococcus braurii*).
- Membrillo negro (*Croton sonderianus*).
- Tártago (*Ricinus communis*).
- Copaiba (*Copaiba* sp.).
- Arbol del caucho (*Hevea brasiliensis*).
- Guayule (*Parthenium argentatum*).
- Tocuyo (*Cucurbita foetidissima*).

Es importante tener en cuenta que las plantas de las que actualmente se extraen estos combustibles líquidos son muchas de ellas especies espontáneas, que no han sido cultivadas y, por lo tanto, no han sido sometidas a ningún tipo de selección. Cabe pensar, pues, en un incremento notable de rendimiento si se someten a mejoras genéticas y se estudian las necesidades nutritivas y de cultivo. En el futuro, un adecuado programa de mejora indudablemente podrá elevar de forma sustancial los valores actuales de producción de combustibles líquidos de estas especies.

## **PROCESOS DE TRANSFORMACIÓN DE LA BIOMASA EN ENERGÍA**

La baja densidad física y energética de gran parte de la biomasa tal como se recupera de los residuos o se recolecta directamente del terreno, así como su contenido en humedad, muchas veces alto, determinan que en la mayoría de los casos no sea adecuada como tal para reemplazar a los combustibles fósiles sólidos (carbón), líquidos (petróleo) o gaseosos (gas natural). Se hace necesaria, pues, la transformación previa de la biomasa en combustibles de mayor densidad energética y física, contándose para ello con diversos procedimientos, que generan una gran variedad de productos.

Los combustibles originados a partir de la biomasa presentan la mayor parte de las características favorables de los combustibles fósiles, contando además con las siguientes ventajas adicionales:

- Presentan escaso contenido en azufre.
- No forman escorias en su combustión.
- Tienen bajo contenido en cenizas.
- Contribuyen a mejorar la calidad del ambiente.

Así, proceda de residuos o de cultivos energéticos, la biomasa generalmente se transforma en vectores de energía (calor, combustibles, electricidad) que conducen a la forma de energía útil requerida por un proceso determinado (energía mecánica, electricidad).

Algunos combustibles pueden obtenerse de la biomasa directamente por extracción (plantas productoras de hidrocarburos), pero es más frecuente someter la biomasa a distintas manipulaciones, según su naturaleza y contenido en humedad, para su transformación en combustible. Estas transformaciones pueden dividirse en dos grupos, de acuerdo con la naturaleza de los procesos implicados.

**Los procesos termoquímicos** se basan en someter la biomasa a la acción de altas temperaturas, en condiciones variables de oxidación, encontrándose implicadas reacciones químicas irreversibles. Pueden subdividirse en tres amplias categorías, dependiendo de que el calentamiento se lleve a cabo con exceso de oxígeno (**combustión**), en presencia de cantidades limitadas de oxígeno (**gasificación**) o en ausencia del mismo (**pirólisis**).

Los materiales más idóneos para su conversión termoquímica son los de bajo contenido en humedad y alto en lignocelulosa, tales como madera, paja, cáscaras, etc. Desgraciadamente, estos métodos de conversión no generan un producto único, sino que dan mezclas de combustibles sólidos, líquidos y gaseosos, con diversos valores energéticos.

**Los procesos bioquímicos** son aquéllos que se llevan a cabo mediante diversos tipos de microorganismos, ya sean contenidos en la biomasa original,

ya sean añadidos durante el proceso. Estos microorganismos producen la degradación de las moléculas complejas constituyentes de la biomasa a compuestos más simples, de alta densidad energética. Se utilizan estos procesos, fundamentalmente, para tratar biomasa natural o residual de alto contenido en humedad y los más corrientes son la **fermentación alcohólica** para producir etanol y la **digestión anaerobia**, para la producción de metano.

A continuación se estudiarán con cierto detenimiento cada uno de los procesos de transformación de biomasa en combustibles (Figura 4.3) para intentar determinar, tanto su aplicabilidad como sus posibles rendimientos técnicos y económicos.

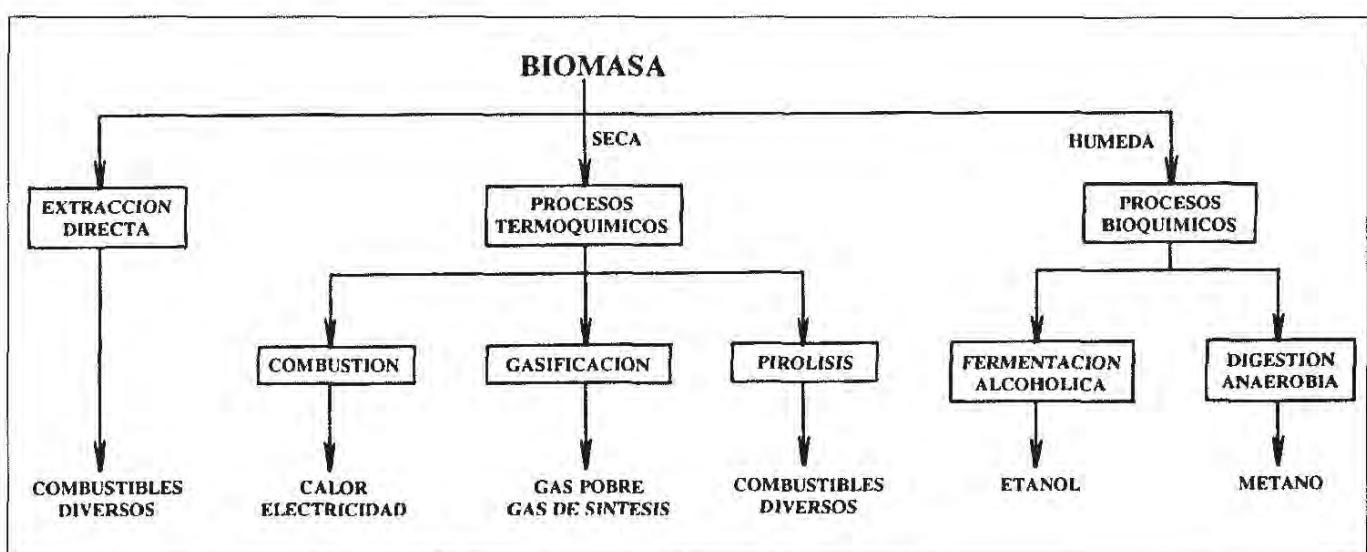


Figura 4.3: Procesos de transformación de biomasa en energía.

## Extracción de hidrocarburos

Como se ha indicado anteriormente, existen numerosas especies vegetales que producen en su metabolismo hidrocarburos o compuestos afines, de elevado poder calorífico, que se pueden utilizar directamente como combustibles. Estos compuestos se pueden obtener mediante un proceso de extracción directa, aunque en la actualidad no está completamente definido el esquema de operación, debido a que está muy condicionado a cada tipo de especie vegetal. No obstante, los ensayos realizados en el laboratorio indican que un proceso general de extracción directa podría ser el que se representa en la Figura 4.4.

En general, las plantas cortadas se secan y se muelen a tamaños pequeños, que se someten a extracción con acetona u otro disolvente similar. Extracciones

posteriores con hexano y benceno permiten obtener varios tipos de aceites, formados por hidrocarburos, y un residuo rico en proteínas e hidratos de carbono, que puede ser utilizado como materia prima para la producción de etanol por fermentación.

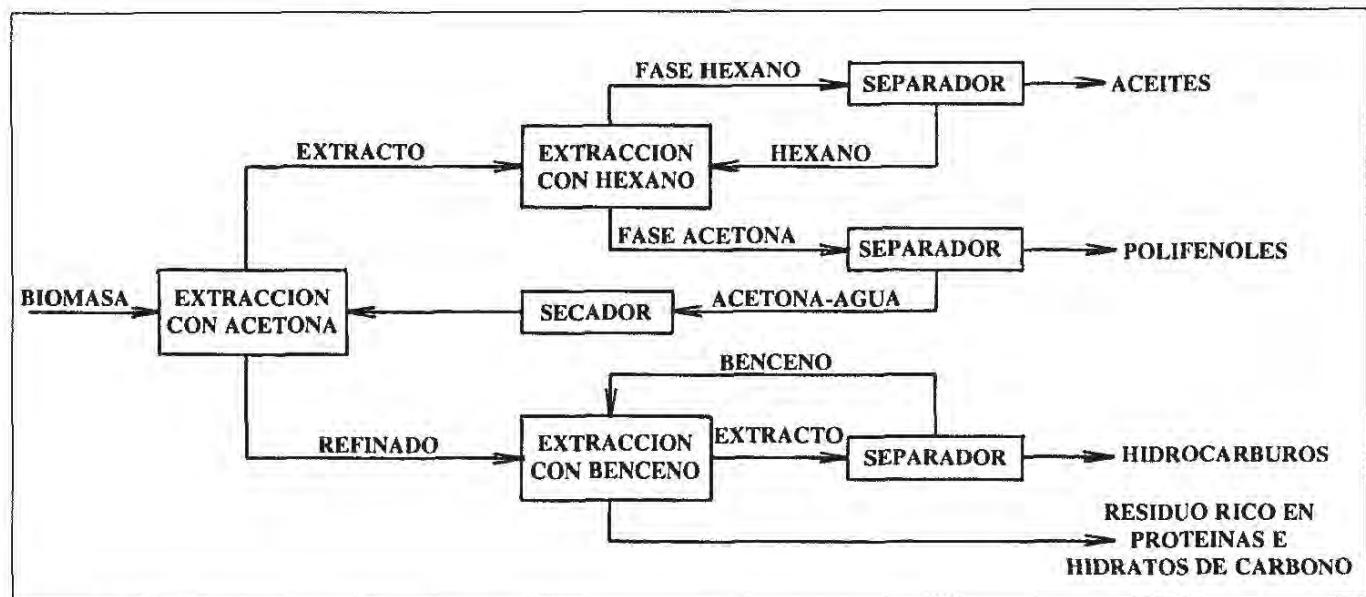


Figura 4.4: Extracción de hidrocarburos a partir de biomasa vegetal.

Según la especie vegetal que se vaya a procesar, varía el tratamiento previo, los disolventes utilizados y las diferentes fracciones obtenidas al final de cada operación. De ahí que las investigaciones que se llevan a cabo para intentar optimizar el proceso en cuanto a rendimiento y economía estén encaminadas, principalmente, a determinar los disolventes adecuados en cada caso y su máxima recuperación, con vistas a su reciclado.

## Combustión

La combustión directa es el sistema más elemental y, por supuesto, el más antiguo, de recuperación energética de la biomasa. Se entiende por combustión la oxidación completa de la materia para dar dióxido de carbono, vapor de agua, cenizas y, principalmente, calor, por lo que éste se convierte en el único componente energético útil del proceso. Las variables que afectan principalmente al buen funcionamiento de este proceso son:

- Proporción de oxígeno en el gas de entrada.
- Temperatura de combustión.

- **Características del combustible.**

Respecto a la **proporción de oxígeno**, un defecto del mismo impide que la reacción sea completa, dando lugar a la producción de carbón, que perjudica al equipo, y de monóxido de carbono, gas altamente contaminante y venenoso, que obligaría a instalaciones adicionales de descontaminación. Así, generalmente se trabaja con un exceso de oxígeno comprendido entre el 20 y el 40% por encima del teórico necesario.

**La temperatura de combustión** es aquella que alcanzan los productos de combustión debido al calor generado en la reacción, que es fuertemente exotérmica, descontando las pérdidas debidas a la radiación y al combustible no quemado o quemado de forma incompleta. Los valores normales se encuentran en el rango de 600 a 1.300°C; niveles térmicos inferiores producen un efecto similar en el proceso que el defecto de oxígeno.

**Las características del combustible** se pueden clasificar en tres grupos: físicas, química y térmicas.

Dentro de las propiedades físicas destacan la densidad (determinante del tamaño de la unidad de combustión), la granulometría (que afecta a una mejor combustión) y, principalmente, el contenido en humedad, ya que la vaporización del agua consume gran parte de la energía producida. Este hecho aconseja utilizar para este proceso sólo biomasa con un bajo contenido en agua ya que, en caso contrario, el rendimiento de conversión sería desfavorable.

En cuanto a las características químicas del combustible, éste debe tener bajos contenidos en azufre, cloro y flúor (aspecto que cumple satisfactoriamente la biomasa vegetal), ya que en caso contrario, se producirían problemas de corrosión en el equipo y gases altamente contaminantes.

Las propiedades energéticas de la biomasa dependen ostensiblemente de sus características físicas y químicas, principalmente de su contenido en carbono.

La combustión se realiza normalmente en sistemas que constan de las siguientes unidades (Figura 4.5):

- Horno.

- Equipo de recuperación de calor (generalmente una caldera).
- Sistema de utilización de la energía recuperada (red de conducción de vapor, turbogenerador, etc.).

La energía obtenida puede destinarse a la producción de calor (en forma de agua o de aire caliente) para el uso doméstico o industrial, y a la producción de electricidad.

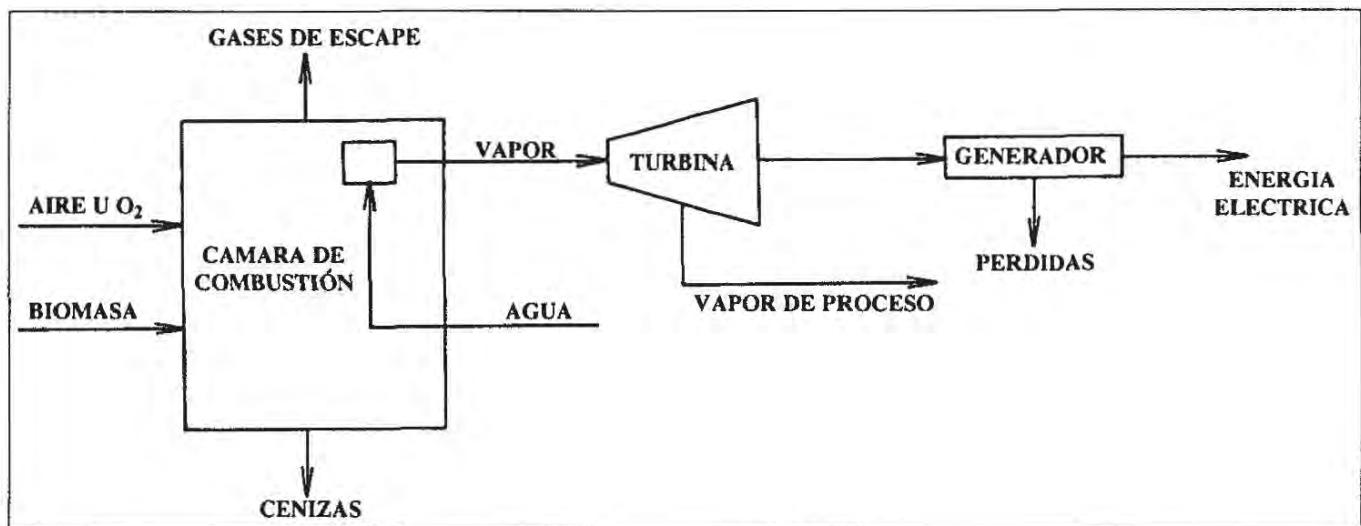


Figura 4.5: Esquema del proceso de combustión.

Existen muchos tipos de equipos de combustión disponibles comercialmente, que sólo difieren en el diseño de los hornos, temperatura de operación y mecanismos de transmisión de calor. Por la sencillez del proceso, las innovaciones en el campo de la combustión tienen su mayor énfasis, no en el proceso en sí, sino en los equipos y nuevas tecnologías que permitan la obtención directa de electricidad o de vapor, adecuando los equipos a los objetivos concretos y a las materias primas disponibles.

La combustión presenta una elevada eficacia térmica. Cuando se utiliza biomasa seca (< 20 % de humedad), el rendimiento oscila entre el 80 y el 85 %, mientras que en el caso más general de utilizar biomasa húmeda (> 50 % de humedad), el rendimiento se encuentra entre el 65 y el 70 %. No obstante, la eficacia global del proceso, considerada en sus productos finales (electricidad y vapor de baja presión), oscila alrededor del 30 %. Este método se utiliza profusamente en la actualidad en las industrias azucarera, papelera y de derivados de la madera, siendo cada vez más importante su aplicación a las basuras urbanas.

Finalmente, al hablar de combustión no se debe olvidar el interés de este proceso en el ámbito doméstico. Aunque la combustión de la madera se ha venido utilizando desde hace muchísimos años en los hogares, ha experimentado nuevamente un gran auge, debido a los nuevos diseños de estufas, calderas y cocinas lo suficientemente perfeccionadas como para lograr rendimientos del orden del 75 %. Unos ejemplos de estos diseños se muestran en la Figura 4.6 para el caso de hogares de leña, que proporcionan un mejor aprovechamiento del calor y una emisión de humos mucho menor que los sistemas convencionales.

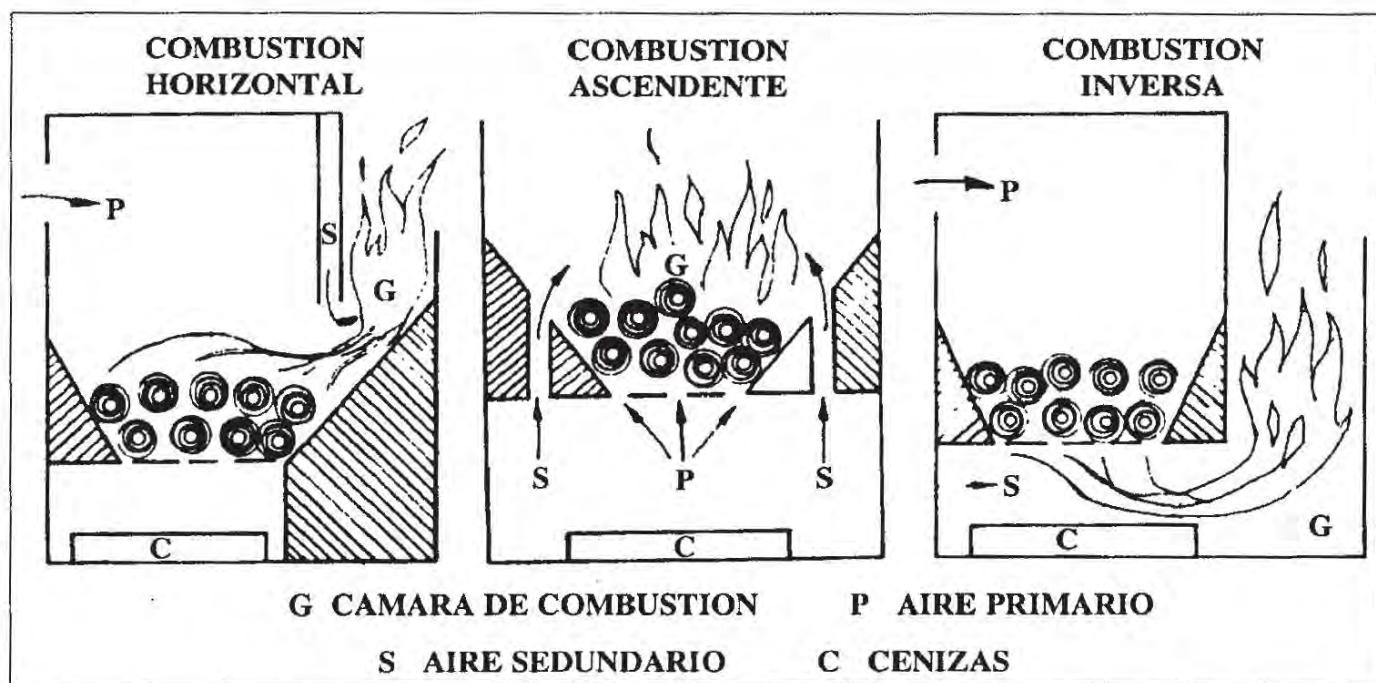


Figura 4.6: Diseño de sistemas domésticos de combustión.

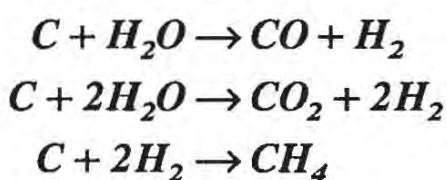
## Gasificación

Bajo la denominación de *gasificación* se recogen todos aquellos procesos que llevan implícita una combustión en condiciones de defecto de oxígeno, con producción de monóxido de carbono, dióxido de carbono, hidrógeno y metano, en proporciones diversas según la composición de la materia prima y las condiciones del proceso.

La mayor parte de las gasificaciones convencionales requieren un material de tamaño de partícula homogéneo, a fin de que pueda garantizarse la constancia de la reacción, y que no presenten un espectro de densidad muy amplio para evitar segregaciones que puedan ser motivo de acumulación de sólidos (alquitranes) o de arrastres excesivos (cenizas en el gas).

La temperatura de operación es un factor importante en estos procesos. Para obtener un buen rendimiento de la mezcla gaseosa resultante ( contenidos altos en hidrógeno y monóxido de carbono) es necesaria una temperatura mínima de 700 a 800°C. Con objeto de evitar problemas técnicos debidos a la fusión y a la aglomeración de cenizas, se impone una temperatura máxima de 1500°C, limitándose la cantidad de comburente de un 10 a un 50% del teóricamente necesario para una combustión completa.

Obsérvese que en este proceso es de gran importancia la presencia de humedad en la biomasa que se vaya a tratar. En las condiciones de operación citadas se producen, entre otras, las siguientes reacciones químicas:



Así pues, la presencia de vapor de agua favorece la formación de hidrógeno y de metano, con el consiguiente aumento del poder calorífico del gas obtenido. Hay que tener en cuenta, no obstante, que en el caso de que el contenido en agua de la biomasa sea excesivo ( $> 20\%$ ), se producirá el mismo efecto negativo citado en el proceso de combustión. Esta aparente contradicción se suele solucionar en grandes sistemas industriales trabajando con biomasa seca e inyectando al gasificador una corriente de vapor de agua (alrededor de un 20% del peso de la biomasa).

La utilización como comburente de aire u oxígeno da lugar a dos procesos de gasificación sustancialmente distintos, en cuanto a la posible utilización de los productos obtenidos (Figura 4.7). En efecto, la presencia o no de nitrógeno en el comburente hace que se obtengan dos tipos diferentes de gas, no sólo en cuanto a su composición y capacidad calorífica, sino bajo el punto de vista de su posible uso. Se trata del *gas pobre* o *gas de gasógeno*, obtenido por la gasificación de biomasa con aire, y el *gas de síntesis*, producto de la gasificación con oxígeno.

El **gas de gasógeno** se obtiene mediante una gasificación de biomasa seca (humedad inferior al 20%), haciendo pasar a gran velocidad una pequeña cantidad de aire a través de una gran masa en combustión. Su poder calorífico es muy bajo ( $3,4$  a  $5,4$  MJ/m<sup>3</sup>), por lo que se denomina asimismo *gas pobre*. Este hecho obliga a utilizarlo directamente en unidades de combustión para

obtener electricidad y vapor, debido a que la presencia de nitrógeno impide su transformación en productos más nobles y desaconseja su almacenamiento y transporte por su baja densidad energética.

La experiencia que existe en el campo de la gasificación con aire es muy amplia. Independientemente de los gasógenos para automóviles desarrollados en los años veinte, funcionan en el mundo numerosos gasógenos industriales, intentándose actualmente mejorar su rendimiento, facilitar su operación y adaptar los diseños a las diferentes fuentes de biomasa.

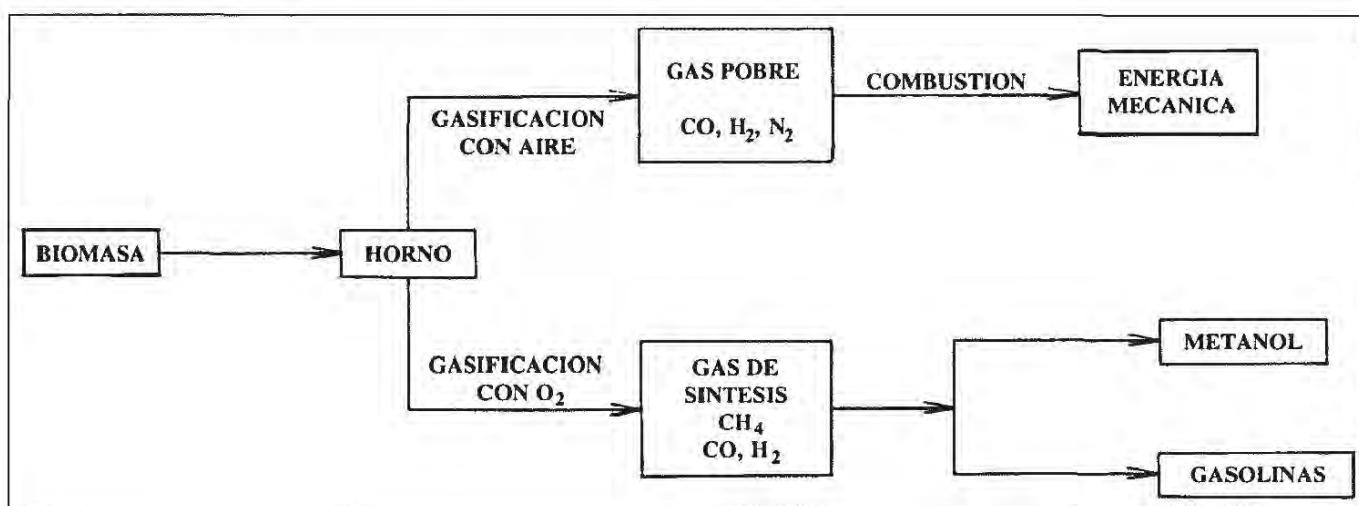


Figura 4.7: Procesos de gasificación.

**El gas de síntesis**, cuyo nombre deriva de su importancia en la síntesis química, es una mezcla de monóxido de carbono e hidrógeno, con un contenido más o menos elevado de dióxido de carbono e hidrocarburos, que se produce cuando se opera en un gasificador con oxígeno y vapor de agua. Su poder calorífico oscila entre los 5,0 y las 10,9 MJ/m<sup>3</sup>, pero ésta no es su principal característica, ya que el valor de esta propiedad no es excesivamente alto en comparación con el de otros combustibles gaseosos convencionales (gas natural, propano, butano, etc.).

Lo realmente interesante de este gas es su posibilidad de transformarlo en combustibles líquidos (metanol y gasolinas), cuya demanda actual es muy superior a la de los combustibles gaseosos. Por este motivo se están haciendo grandes esfuerzos, tendentes a mejorar el proceso de gasificación con oxígeno, lo que ha llevado al diseño de poderosos gasificadores a presión de lecho fluidizado, de alto rendimiento y gran capacidad de tratamiento de cualquier tipo de biomasa, cuyo contenido en humedad no sea excesivamente elevado (< 50%).

Los procesos de obtención de metanol y gasolinas a partir del gas de síntesis pueden ser consultados en la bibliografía, ya que su consideración en este lugar excede de los objetivos del presente estudio general.

## Pirólisis

El proceso de pirólisis consiste en la descomposición de la materia orgánica por la acción del calor en ausencia de oxígeno. La propia concepción de la pirólisis implica un aporte térmico que, aunque puede tener diferentes orígenes, es lógico suponer que se lleve a cabo con el mismo material que se está tratando.

Aunque la descomposición térmica de la materia orgánica es muy compleja y se suelen distinguir varias etapas a lo largo del proceso en función de la temperatura, se puede decir, de forma general, que la pirólisis comienza a los 275°C y es prácticamente completa a los 450°C, aunque pueda producirse la ruptura de algunas moléculas de los productos formados (craqueo) a temperaturas superiores. La naturaleza y composición de los productos finales dependen de las propiedades de la biomasa tratada, de la temperatura y presión de operación, y de los tiempos de retención del material en el reactor. Así, los productos de reacción se pueden clasificar en tres grandes grupos:

- Gases compuestos por hidrógeno, óxidos de carbono e hidrocarburos.
- Líquidos que contienen compuestos hidrocarbonados complejos, entre los que destacan los de carácter oxigenado.
- Residuos sólidos carbonosos que contienen carbones y alquitranes, así como cenizas.

Las materias primas que se investigan actualmente para desarrollar la pirólisis son, esencialmente, los subproductos agrícolas y forestales y los residuos sólidos urbanos. Precisamente, las mejores perspectivas de tratamiento de los residuos sólidos urbanos se encuentran en el campo de la pirólisis, de tal manera que la mayor parte de las investigaciones realizadas sobre este proceso se han hecho sobre la base de utilizar como material de alimentación estos residuos. Las directrices de tratamiento más generalizadas respecto a la obtención de productos se orientan en este caso hacia los líquidos y sólidos.

En el caso de la producción de combustibles líquidos y carbón se requiere una alimentación con humedad baja y constante, para lo cual se realiza una desecación previa, utilizando los gases de la propia pirólisis, tal como se muestra en la Figura 4.8, en cuanto a rendimientos, se puede llegar a obtener por cada tonelada de biomasa seca, unos 225 kg de líquidos (con una capacidad calorífica de unos 25 MJ/kg) y unos 75 kg de coque (con un poder calorífico de unos 21 MJ/kg).

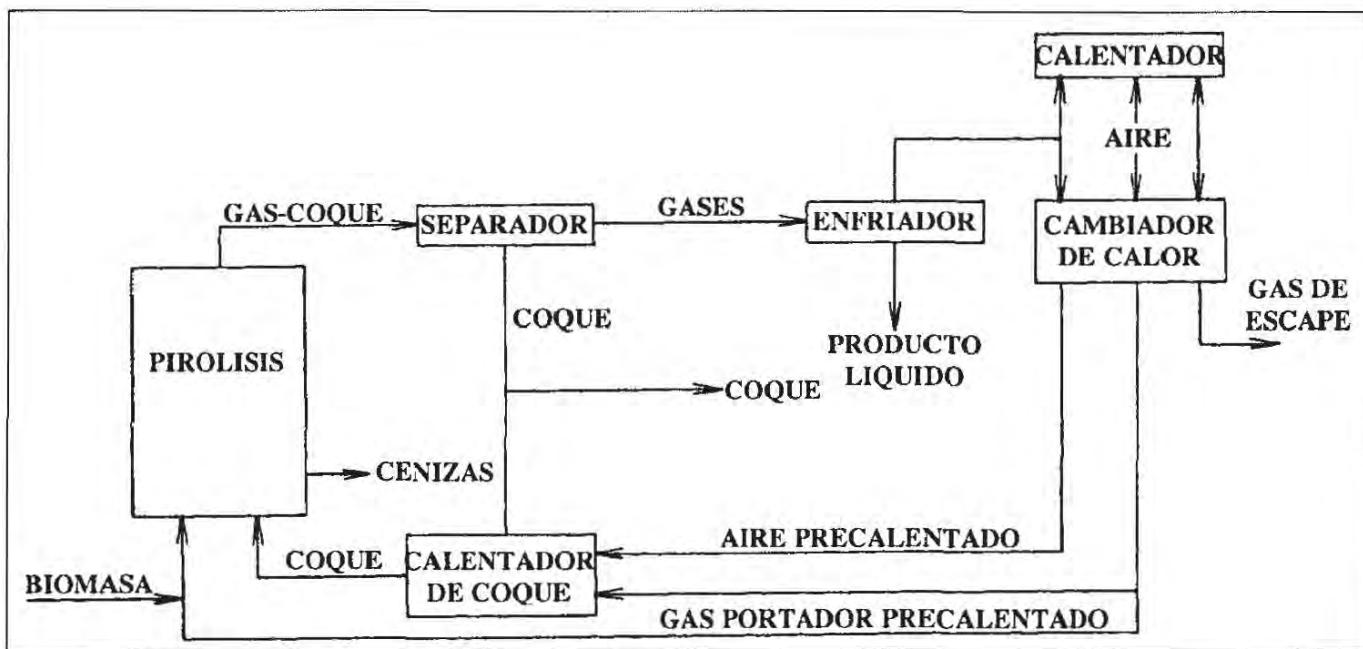


Figura 4.8: Esquema del proceso de pirólisis.

No obstante, con objeto de mejorar los rendimientos en combustibles líquidos en la actualidad están suscitando gran interés los procesos denominados de *licuefacción*, que son variantes de la pirólisis en el aspecto de que no utilizan comburente, pero son llevados a cabo con un gas reductor, que puede ser monóxido de carbono, hidrógeno o gas de síntesis, en presencia de catalizadores, a alta presión (de 100 a 300 atm) y temperaturas entre 300 y 500°C (Figura 4.9). El combustible obtenido tiene un poder calorífico de unos 33,5 MJ/kg y equivale a una recuperación energética del 50 al 55%.

En definitiva, la pirólisis parece ser un buen método para la obtención de energía a partir de biomasa seca y, quizás, el mejor para convertir los residuos sólidos urbanos en compuestos de interés económico. Aunque aún queda un largo camino por recorrer en el esclarecimiento de los mecanismos físico-químicos del proceso, los aspectos puramente ingenieriles están muy avanzados y las investigaciones en marcha permiten contemplar la pirólisis como un procedimiento muy interesante para convertir la biomasa en energía útil.

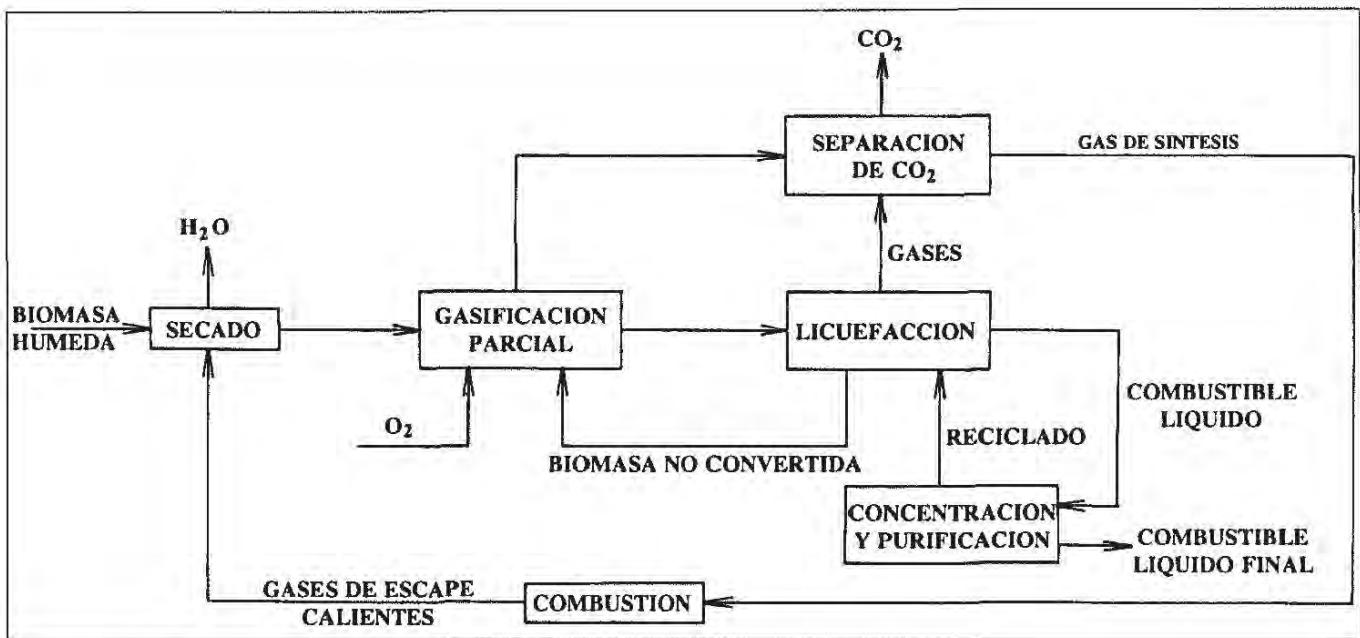


Figura 4.9: Esquema del proceso de licuefacción.

## Fermentación alcohólica

Las plantas almacenan la mayor parte de la energía solar que captan en forma de hidratos de carbono, compuestos que pueden presentarse de manera simple, en forma de azúcares, o en forma de polímeros: almidón o celulosa.

Cualquier producto que contenga azúcares fermentables o hidratos de carbono transformables en aquéllos (almidón o celulosa) puede servir para obtener alcohol. Ahora bien, dependiendo del tipo de biomasa de partida, es necesario analizar con detalle el rendimiento de este proceso para poder evaluar su viabilidad técnica y económica ya que, cuando la materia prima es rica en almidón o celulosa, es necesario someterla previamente a ciertos procesos para transformarla en compuestos fermentables.

El proceso global de obtención de etanol a partir de la biomasa se puede dividir en las siguientes etapas (Figura 4.10):

- Pretratamiento de la biomasa.
- Hidrólisis.
- Fermentación alcohólica.

- Separación y purificación del etanol.

El pretratamiento tiene como objetivo transformar la biomasa a utilizar cuando ésta es poco asequible a la fermentación. El tratamiento más general y aplicable a todas las materias primas es el mecánico, ya que su objetivo fundamental es reducir la biomasa a partículas pequeñas, de forma que aumente la superficie de contacto para los procesos posteriores. En esta fase se emplea la trituración, molienda o pulverización.

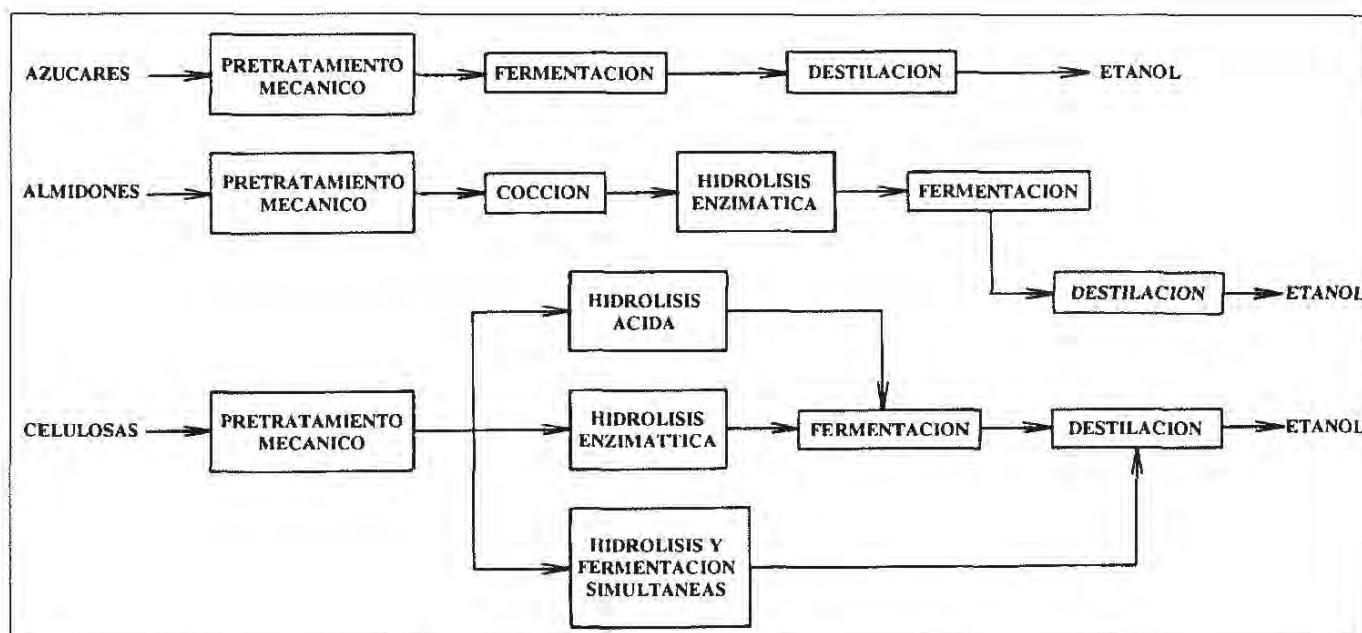
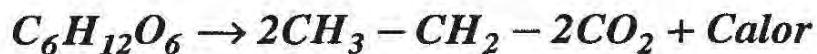


Figura 4.10: Tratamiento de la biomasa en función de su composición para obtener etanol.

La hidrólisis, o ruptura de las moléculas en medio acuoso, tiene como finalidad la transformación de los polímeros de glucosa (almidón y celulosa) en azúcares sencillos. Esta operación se efectúa, bien mediante fermentos o enzimas (hidrólisis enzimática), bien mediante el uso de reactivos químicos (hidrólisis química).

La hidrólisis enzimática se lleva a cabo con la ayuda de enzimas obtenidas de microorganismos, dependiendo las condiciones óptimas del proceso de la naturaleza del organismo productor de enzimas, y sus rendimientos del pretratamiento efectuado y del sustrato empleado. La hidrólisis química no es específica y exige condiciones de proceso muy cuidadas, todo lo cual condiciona la economía del proceso. Una vez que la biomasa conteniendo hidratos de carbono se ha transformado en una disolución azucarada, se puede someter ésta a un proceso de fermentación, con objeto de convertir los azúcares en etanol.

La fermentación alcohólica es el proceso de conversión de la glucosa en etanol, por la acción de microorganismos, que se produce a través de una compleja secuencia de reacciones expresables, desde el punto de vista técnico, por la siguiente ecuación:



Según esta reacción, el rendimiento en etanol es del 51,1% en peso, pero en la práctica este valor es algo inferior, ya que alrededor de un 5% de la glucosa es utilizada por el microorganismo (la levadura *Saccharomyces cerevisiae*) para producir nuevas células y otros compuestos de su metabolismo. En la acción de las levaduras influye una gran cantidad de factores, entre los que destacan:

- Temperatura: la velocidad óptima de fermentación se obtiene operando a temperaturas entre 27 y 32°C.
- Acidez: el pH de la disolución debe controlarse entre 4 y 5, ya que durante el proceso se forman ácidos.
- Concentración de azúcares: valores superiores al 22% en peso pueden inhibir el crecimiento celular en las fases iniciales.
- Concentración de etanol: valores superiores al 14% en peso destruyen las levaduras antes de que se complete la fermentación.

Tradicionalmente, la fermentación alcohólica ha sido un proceso discontinuo de duración entre 2 y 3 días, después de los cuales se retira la masa fermentada para su destilación; actualmente se ha logrado disminuir este tiempo utilizando diversos procedimientos.

Ahora bien, en la masa de fermentación, el etanol sólo se encuentra en una concentración máxima comprendida entre el 8 y el 12% en peso, lo que obliga a una **separación y purificación del etanol**, si se quiere obtener éste libre de agua. Industrialmente se emplea para ello la rectificación (destilación con enriquecimiento del vapor), operación que se lleva a cabo normalmente en dos etapas (Figura 4.11), al final de las cuales se obtiene un alcohol del 96% en volumen de pureza, imposible de superar por destilación, ya que se trata de una

mezcla azeotrópica, es decir, de punto de ebullición constante. Este tipo de etanol es el que se comercializa normalmente.

Sin embargo, si se desea obtener etanol absoluto es necesario llevar a cabo una destilación adicional utilizando un tercer componente (benceno, éter, hexano, etc.) que forme a su vez un azeótropo con el agua y libere el etanol seco (con una pureza mínima del 99,5%). Obsérvese que, cualquiera que sea el agente empleado en esta destilación azeotrópica, ha de reciclarse posteriormente por razones económicas.

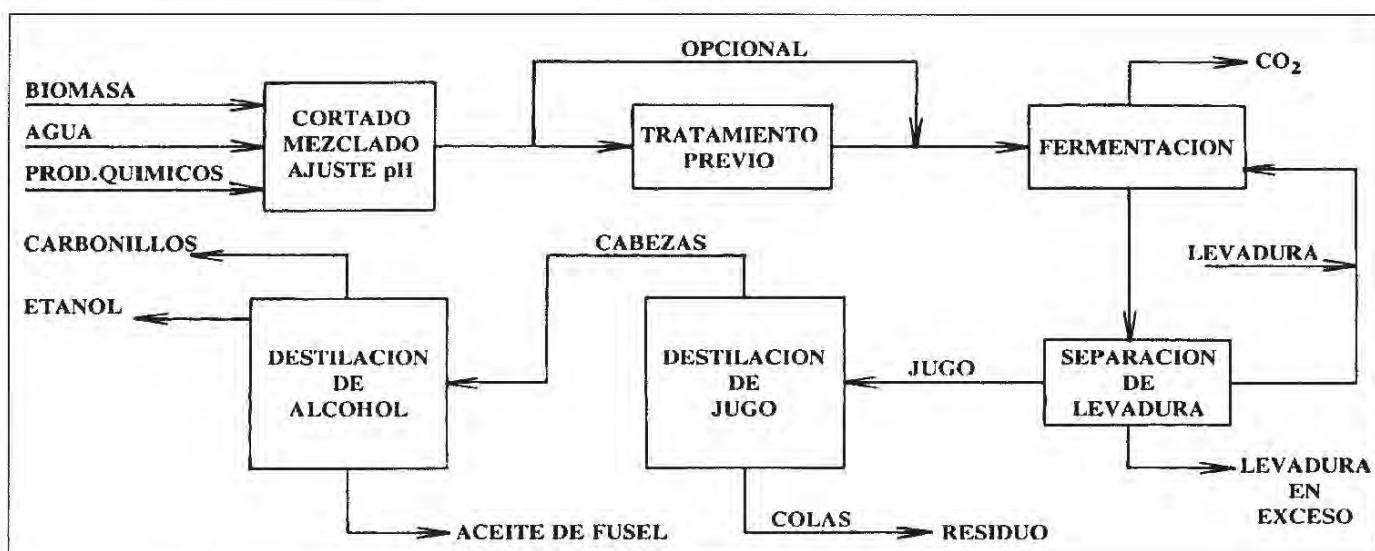


Figura 4.11: Esquema global del proceso de obtención de etanol.

Hay que destacar que los procesos de destilación resultan ser los de mayor coste dentro del proceso global de obtención de alcohol, debido a su gran consumo de energía, por lo que la fase de separación y purificación del etanol es el punto débil de los balances económicos de la producción de etanol a partir de la biomasa.

Por su parte, el etanol tiene numerosas aplicaciones industriales como disolvente y como combustible. Para analizar las propiedades del etanol como sustitutivo total o parcial de la gasolina es necesario conocer las propiedades de ambos productos y sus posibles interrelaciones en caso de mezcla:

- El **poder calorífico** del etanol es menor que el de la gasolina, por lo que la potencia desarrollada por aquél es menor para la misma relación de compresión. Asimismo, el bajo poder calorífico implica un mayor consumo, casi del 50%, de etanol.

- **La calidad antidetonante** (número de octano) del etanol es superior a la de la gasolina, lo que permite utilizarlo en motores con una relación de compresión mayor, con el consiguiente aumento de la capacidad de aceleración y de la velocidad punta.
- **El calor de vaporización** del etanol es muy superior al de la gasolina; ello supone dificultades en el arranque, pero a la vez favorece el rendimiento del motor.
- El etanol presenta un único **punto de ebullición**, mientras que la gasolina tiene un rango bastante amplio, lo que origina problemas en el arranque de un motor operando con etanol.
- **La miscibilidad** del etanol con el agua y la gasolina es total; sin embargo, si se emplea mezclado con gasolina, de rebasar la proporción de agua los límites de solubilidad en la gasolina, se puede producir la separación de dos fases, lo que causa problemas.

Los diversos estudios realizados hasta el momento respecto al uso del etanol como combustible teniendo en cuenta las propiedades expuestas muestran, en primer lugar, que el etanol y la gasolina no son combustibles intercambiables para un mismo vehículo. Las modificaciones fundamentales que hay que hacer en un motor de gasolina que ha de trabajar con etanol se pueden resumir en los siguientes puntos:

- Aumento de la relación de compresión.
- Recalibrado del carburador.
- Calentamiento del aire de entrada al carburador.
- Modificación del sistema de encendido.
- Uso de bujías especiales.

Realizados estos cambios se ha logrado un incremento de la potencia del 15%, una mayor eficacia térmica (30%), menos emisiones de monóxido de carbono, pero a costa de un mayor consumo (alrededor de un 20%).

Sin embargo, la adición de etanol anhidro (alrededor de un 10% en volumen) a la gasolina (mezcla conocida como *gasohol*), aumenta su capacidad antidetonante, lo que permite bien reducir la adición de compuestos de plomo (altamente contaminantes) a la gasolina, o bien evitar costosos tratamientos adicionales para mejorar la calidad de la gasolina y ahorrar asimismo el petróleo correspondiente al volumen de gasolina sustituido. Esta mezcla es utilizable en un motor convencional.

El hecho de que aún no exista una suficiente producción de etanol para sustituir a la gasolina, unido a la necesidad de un parque automovilístico preparado para funcionar con etanol, aconsejaría, de momento, el uso de gasohol con objeto de ahorrar energía convencional mediante el uso de energía de la biomasa. Sin embargo, es evidente que el futuro en este campo es alentador, principalmente si se consigue mejorar los balances económicos de la producción de etanol a partir de la biomasa.

## Digestión anaerobia

La digestión anaerobia es una fermentación microbiana en rigurosas condiciones de ausencia de oxígeno (medio anaerobio), que da lugar a una mezcla de productos gaseosos (principalmente metano y dióxido de carbono), conocida como **biogás** y a una suspensión acuosa de materiales sólidos (*lodo* o *fango*), en la que se encuentran los componentes difíciles de degradar, junto con el nitrógeno, fósforo y los elementos minerales inicialmente presentes en la biomasa.

En principio, puede servir como materia prima para la digestión anaerobia todo tipo de biomasa, especialmente la de alto contenido en humedad. Sin embargo, la viabilidad del tratamiento de cada tipo de materia orgánica depende de una serie de factores relacionados con su composición y contenido en nutrientes, dado que se trata de un proceso microbiológico. Por ello, la biomasa más utilizada para someterla a digestión anaerobia es la de tipo residual, destacando, por su importancia en este campo, los residuos ganaderos y los lodos de depuradora de aguas residuales urbanas.

Al tratarse de residuos de alto contenido en humedad, no es conveniente para su tratamiento utilizar procesos térmicos, por su bajísimo rendimiento en este caso. Sin embargo, la tecnología de la digestión anaerobia presenta grandes ventajas para su aplicación a este tipo de biomasa por varios motivos:

- Se trata de residuos localizados.
- Los residuos tienen gran cantidad de agua.
- Aportan un alto contenido en nutrientes para el crecimiento bacteriano.
- El efluente del proceso mejora notablemente la concentración de nutrientes respecto al residuo original, lo que supone una gran ventaja para su utilización posterior en la agricultura.

Este último punto permite recalcar que la obtención de energía por medio de la digestión anaerobia no supone la eliminación de los residuos ganaderos y la privación de emplearlos en el medio agrícola sino que, por el contrario, el residuo ganadero, una vez digerido, se encuentra enriquecido en elementos fertilizantes. Por su parte, desde la crisis energética son cada día más numerosas las plantas depuradoras que recuperan el biogás y lo utilizan como aporte energético (térmico y eléctrico) de la misma planta.

Aunque la digestión anaerobia es un proceso ampliamente conocido en la práctica, se posee en la actualidad una información muy limitada sobre su química y su microbiología. Esto es debido a que, por una parte, bajo el punto de vista químico, se desarrollan cientos de posibles reacciones, cada una de ellas catalizada por enzimas específicas para dar compuestos intermedios distintos. Por otro lado, en el aspecto microbiológico, el número de especies bacterianas presentes es muy elevado y las relaciones entre ellas son altamente complejas.

En líneas generales, se puede decir que durante la digestión, la biomasa de partida, compuesta de moléculas complejas, se descompone en moléculas más pequeñas en tres etapas, para dar como productos finales metano ( $\text{CH}_4$ ) y dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) (Figura 4.12):

- Durante la primera etapa, la **hidrólisis**, ciertos tipos de bacterias (aerobias, anaerobias o facultativas) producen la degradación de los polímeros orgánicos complejos constituyentes de la biomasa, dando lugar a moléculas más simples.
- Durante la segunda etapa, la **acidogénesis**, otro grupo de bacterias producen varios compuestos simples, entre los que destacan ácidos

volátiles como el acético, así como hidrógeno y dióxido de carbono, que serán utilizados como alimento por las bacterias metanogénicas en la siguiente etapa.

- La tercera etapa, la **metanogénesis**, implica la degradación de las sustancias producidas en etapas anteriores a metano y dióxido de carbono por parte de un grupo de bacterias estrictamente anaerobias, denominadas *metanogénicas*. La magnitud de su población condiciona fuertemente la producción de metano, ya que su velocidad de reproducción es muy baja y necesitan unas condiciones del medio muy propicias.

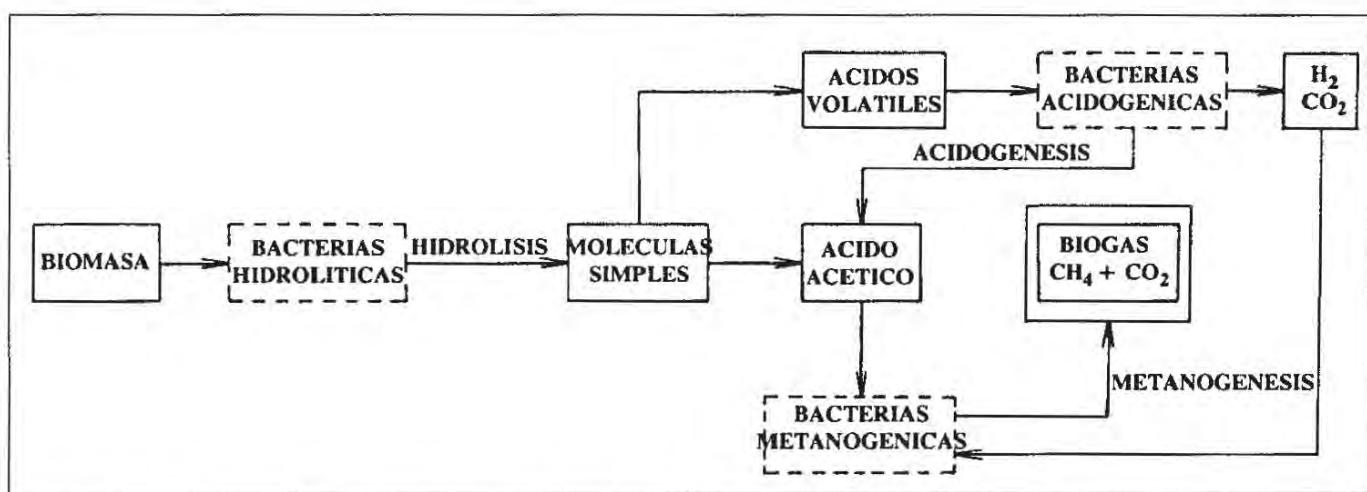


Figura 4.12: Etapas de la digestión anaerobia.

Las condiciones óptimas y los rangos de oscilación de las variables que afectan a la digestión anaerobia han sido estudiadas por muchos investigadores que, desgraciadamente, no se ponen de acuerdo en todos los puntos. Una razón para ello puede ser que sus estudios se han desarrollado utilizando diferentes materias primas así como diversas metodologías y puntos de vista.

La naturaleza y composición del sustrato de partida dicta el régimen del proceso pero, aún así, existe un grupo de variables que influye ostensiblemente sobre el sistema, por lo que es necesaria su medida y control, con objeto de intentar que se produzca la digestión en las mejores condiciones posibles. Estas variables son las siguientes:

- Temperatura.
- Acidez.

- Contenido en sólidos.
- Nutrientes.
- Tóxicos.

La digestión anaerobia puede llevarse a cabo en un amplio rango de temperaturas, dentro del cual aparecen dos zonas claramente definidas y correspondientes a dos grupos diferentes de bacterias: las bacterias *mesofílicas*, que se desarrollan entre los 5 y los 40°C, y las bacterias *termofílicas*, que lo hacen en un rango de 40 a 65°C.

A pesar de que la producción de gas es máxima en el rango termofílico, estas condiciones generalmente no se aplican en la práctica, debido a que el mantenimiento del sistema a esas temperaturas consume más energía que la que puede proporcionar el gas producido. Además, las bacterias termofílicas son mucho más sensibles a las variaciones térmicas que las mesofílicas, lo que implicaría la necesidad de un mayor control del sistema, actividad bastante costosa.

En general, pues, se opera en el rango mesofílico, encontrándose un óptimo de funcionamiento alrededor de los 35°C. Esta temperatura combina las mejores condiciones de crecimiento de las bacterias con la mayor velocidad de producción de metano.

El mantenimiento de una acidez adecuada en el transcurso de la digestión es uno de los principales problemas que tiene el proceso, ya que el valor del pH no sólo determina la producción total de biogás sino, lo que es más importante, su composición en metano. Se ha encontrado que el rango óptimo de pH es de 6,6 a 7,6; por debajo de 6,2 la actividad de las bacterias metanogénicas se ve inhibida y por debajo de 4,5 la inhibición afecta también a las acidogénicas. Efectos similares se detectan a valores del pH por encima de 8,5.

El **contenido en sólidos** es un factor que influye de manera considerable en el proceso anaerobio. Si la alimentación está muy diluida, los microorganismos no tienen alimento suficiente para sobrevivir. Por el contrario, una alimentación muy concentrada, reduce la movilidad de las bacterias y, por tanto, la efectividad del proceso al dificultar el acceso de aquéllas a su fuente de alimentación.

Normalmente se efectúa la digestión anaerobia con contenidos en sólidos inferiores al 10%, lo que explica que la biomasa más adecuada para ser sometida a digestión anaerobia sea la de alto contenido en agua. En caso necesario se puede diluir la alimentación con agua hasta alcanzar los valores óptimos de concentración citados.

Para que se produzca el crecimiento y la actividad microbiana, las células necesitan **nutrientes**. Los elementos que han de estar disponibles en el medio son carbono, nitrógeno, fósforo, azufre y algunas sales minerales, ya que su ausencia o escasez pueden reducir la velocidad del proceso de digestión anaerobia.

Respecto a los **tóxicos**, dado que la digestión anaerobia tiene etapas desarrolladas por microorganismos estrictamente anaerobios, la primera sustancia a citar es el oxígeno. Concentraciones elevadas de amoníaco, producidas por un exceso de nitrógeno en la biomasa también inhiben la digestión. Por su parte, tanto el exceso de sales minerales como el de diversas sustancias orgánicas (pesticidas y detergentes) pueden inhibir el proceso.

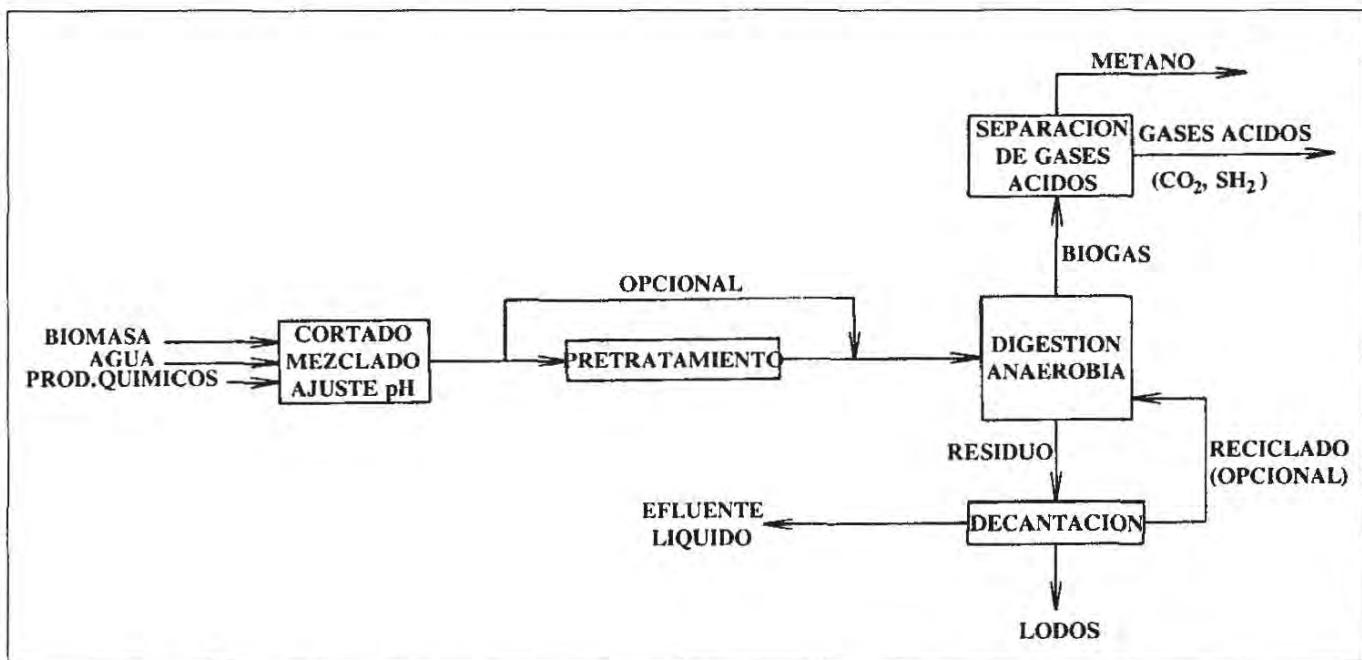


Figura 4.13: Esquema del proceso de digestión anaerobia.

El proceso de digestión (Figura 4.13) se lleva a cabo en los llamados **digestores**, que son recipientes estancos que deben permitir la carga y descarga de materiales y poseer un dispositivo para recoger el gas producido.

Potencialmente, los sistemas de digestión anaerobia tienen varias misiones; por ejemplo, pueden ser necesarios para producir o ahorrar energía, reducir la carga orgánica de un residuo, eliminar microorganismos patógenos o aumentar el valor de un residuo como fertilizante. Para una aplicación determinada, puede ser de mayor importancia una de estas funciones, o varias a la vez.

Los factores principales a tener en cuenta en todo diseño de un digestor anaerobio son los siguientes:

- Respecto al tipo de materia a digerir:
  - Cantidad.
  - Contenido en sólidos.
  - Digestibilidad.
- Respecto al sistema de digestión:
  - Frecuencia de alimentación.
  - Sistemas auxiliares.
  - Medida y control.

Estos factores determinan las dos características principales del digestor: su tamaño y su tipo.

El **tamaño** del digestor viene determinado por tres variables interdependientes:

- Concentración de sólidos volátiles, es decir, contenido de material biodegradable en la alimentación.
- Velocidad de alimentación, es decir, cantidad de sólidos volátiles por unidad de volumen que se introduce en el digestor en la unidad de tiempo.
- Tiempo de retención hidráulico, o tiempo medio que los sólidos alimentados permanecen en el digestor.

Existen varios **tipos** básicos de diseño entre los que se puede elegir, cada uno con sus ventajas e inconvenientes. Aunque no se entrará en detalles, en la Figuras 4.14 a, b, c, y d se muestran los esquemas de los digestores más utilizados.

El producto principal de la digestión anaerobia es el **biogás**, mezcla gaseosa de metano (50 a 70%) y dióxido de carbono (50 a 30%), con pequeñas proporciones de otros componentes ( $N_2$ ,  $O_2$ ,  $H_2$ ,  $SH_2$ ), cuya composición depende tanto del sustrato como del proceso en sí. El rendimiento en biogás, es decir, el volumen producido por unidad de material potencialmente digerible, también es muy variable. En efecto, depende no sólo de la composición de la materia prima, sino de las condiciones del proceso: temperatura, velocidad de alimentación, tiempo de retención y tipo de digestor. Generalmente la biomasa vegetal produce más gas que la animal; sin embargo, el contenido en metano del gas procedente de vegetales es menor, lo que reduce su poder energético. Los valores normales oscilan entre 250 y 300 l  $CH_4/kg$  SV, siendo el poder calorífico medio del gas, conteniendo un 70% de metano, unos 25 MJ/m<sup>3</sup>.

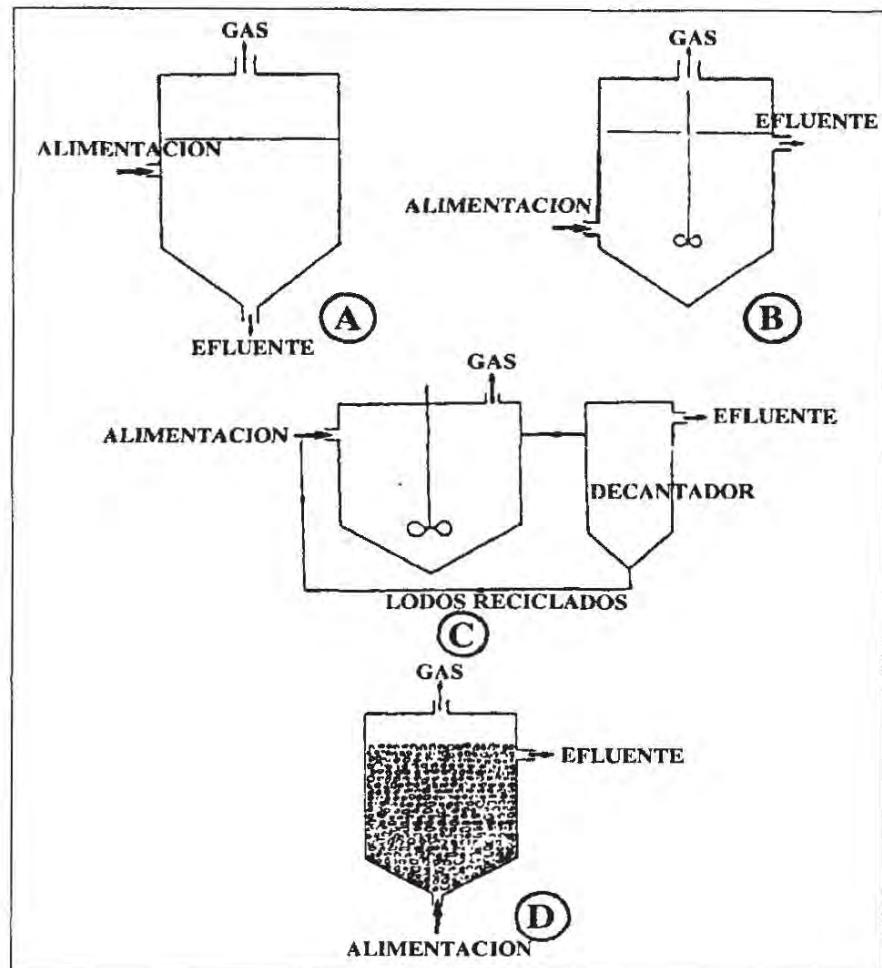


Figura 4.14: Diferentes tipos de digestores:

- Digestor discontinuo convencional.
- Digestor de mezcla completa.
- Digestor de contacto.
- Digestor de filtro anaerobio.

Si bien es cierto que el biogás no destaca como un combustible de gran potencia, puede sustituir al gas ciudad con ventaja y después de su purificación puede utilizarse en calidad de gas natural o metano.

Las formas de utilización más normales para el biogás de digestión anaerobia son:

- Aplicación directa como fuente de calor (cocina, alumbrado).

- Combustión en calderas de vapor convencionales, aprovechando el calor para calentar el digestor y para calefacción en general.
- Utilización como combustible en motores de combustión interna acoplados a generadores de electricidad.

Por su parte, el **efluente de la digestión** es una suspensión negruzca, exenta de olores ofensivos, que sedimenta fácilmente y tiene un pH aproximadamente neutro. Está compuesto por una serie de productos inorgánicos solubles e insolubles (principalmente sales), por diferentes materiales orgánicos no digeridos (proteínas, grasas, celulosa, lignina, etc.) y por las bacterias responsables del proceso.

La utilización del efluente puede hacerse de forma integral o después de una separación de las fases sólida y líquida. Por lo que respecta a la finalidad buscada, los campos de aplicación de este efluente son fundamentalmente dos: la fertilización de suelos y la alimentación animal. Sin embargo, en contraste con la tecnología ya madura del biogás, la utilización del efluente del proceso todavía parece encontrarse en fase de tanteo.

## APROVECHAMIENTO ESPAÑOL DE BIOMASA

La biomasa, en su forma residual, es la fuente renovable cuantitativamente más importante en España (casi el 52 % del consumo de energías renovables). El abastecimiento energético con biomasa ha jugado históricamente un importante papel. La diversidad de recursos, sus múltiples aplicaciones, la dispersión geográfica de su utilización y el hecho de que, en general, su distribución no pasa por las redes comerciales tradicionales, ha dificultado enormemente la cuantificación de su aporte al abastecimiento energético. La identificación del consumo de biomasa ha supuesto la realización periódica de importantes trabajos estadísticos, el último de los cuales ha permitido conocer con un alto grado de fiabilidad la situación en 1996. Si bien los datos se han obtenido por sectores de actividad, en la tabla de la Figura 4.15 se muestran agrupados por tipos de residuos.

Cabe destacar que las dos terceras partes de los residuos forestales se utilizan en el ámbito doméstico, principalmente en forma de briquetas combustibles (residuos forestales prensados). Por otra parte, el interés en el consumo en los diferentes sectores industriales se encuentra directamente relacionado con el precio del combustible al que sustituye.

Residuos	Consumo (tep)	%
Agrícolas	230.825	6,06
Forestales	3.035.643	79,71
Ganaderos y líquidos urbanos	75.822	1,99
Industriales	255.160	6,70
Sólidos urbanos	211.000	5,54
<b>TOTAL</b>	<b>3.808.450</b>	<b>100,00</b>

Figura 4.15: Consumo de biomasa en España (1996).

En cuanto a los residuos sólidos urbanos, su aprovechamiento energético se basa en modernas plantas incineradoras, cuya utilización no ha de tener una repercusión negativa respecto al aumento del reciclado y a las políticas tendentes a disminuir la cantidad de residuos, ya que son complementarias cuando se diseña una estrategia de tratamiento integral de los residuos.

Respecto al aprovechamiento de los cultivos energéticos, los proyectos existentes no pasan de ser meros estudios piloto de algunas especies autóctonas, por lo que no cabe esperar avances significativos en este campo durante los próximos años.

## BIBLIOGRAFÍA

- ASINEL; *La biomasa y sus aplicaciones energéticas*, Programa de Investigación de UNESA, Madrid (1982).
- AYERBE, L.; *La biomasa como fuente de energía*, Ibérica, 244, 177-182 (1983).
- BAO, M., FERNANDEZ, J., JARABO, F. y DIAZ.F.; *Las plantas como solución energética*, Energía, 8(4), 105-110 (1982).
- BAQUEDANO, M., YOUNG, M.A. y MORALES, H.L.; *Los digestores: energía y fertilizantes para el desarrollo rural*, Instituto Nacional de Investigaciones sobre Recursos Bióticos, Xalapa, México (1979).
- C.D.T.I.; *Aprovechamiento energético de la biomasa*, Cuadernos C.D.T.I., nº 13, Madrid (1983).
- CHAPARRO, M: *Conversión de material celulósico en combustibles líquidos*, Ingeniería Química, Julio, 115-119 (1981).
- CHARTIER, P. y MERIAUX, S.; *La energía de la biomasa*, Mundo Científico, 1(2), 160-171 (1981).
- DEMEYER, A., JACOB, F., JAY, M., MENGUY, G. y PERRIER, J.; *La conversión bioenergética de la radiación solar y las biotecnologías*, Alhambra, Madrid (1985).
- E.D.F.; *Dossier energie, agriculture, energie verte*, Electricité de France, Direction de L'Equipement, informe nº J.40, Paris (1979).
- E.D.F.; *La valorisation de la biomasse*, Electricité de France, Direction de L'Equipement, Paris (1981).
- FERNANDEZ, J.; *La Agricultura como productora de energía*, Ingeniería Química, Noviembre, 23-32 (1980).
- FRANKE, W.; *Las plantas del desierto, una riqueza insospechada*, Mundo Científico, 23(3), 323-325 (1983).

- GARCIA, M. y LOSADA, M.; *Conversión biológica de la energía solar*, Mundo Científico, 3(26), 616-630 (1983).
- INGENIERIA QUIMICA (ed.); *Fotosíntesis. Biomasa. Agroenergética*, en *Anuario de energía 1980*, Ingeniería Química, Madrid, 635-638 (1980).
- INGENIERIA QUÍMICA (ed.); *Anuario de energía 1994*, Ingeniería Química, Madrid (1994).
- I.I.E.; *Catálogo de proyectos nacionales sobre bioenergía*, Instituto de la Ingeniería de España y Centro de Estudios de la Energía, Madrid (1981).
- JARABO, F. y FERNANDEZ, J.; *La energía de la biomasa en Energías alternativas renovables. ¿Un futuro para Canarias?*, Secretariado de Publicaciones, Universidad de La Laguna, La Laguna, Santa Cruz de Tenerife, 189-267 (1983).
- JARABO, F. y FERNANDEZ, J.; *La energía de la biomasa*, Técnica Industrial, 171, 47-57 (1983).
- JARABO, F., FERNANDEZ, J. y DIAZ, M.; *La biomasa, una fuente alternativa de energía*, Química e Industria, 28(6), 445-450 (1982).
- JARABO, F., FERNANDEZ, J. y ELORTEGUI, N.; *Biomasa: antigua y nueva energía*, Era Solar, 1, 29-38 (1983).
- JARABO, F., FERNANDEZ, J., TRUJILLO, D., ELORTEGUI, N. y PEREZ, C.; *La energía de la biomasa*, S.A. de Publicaciones Técnicas, Madrid (1984).
- KLASS, D.L.; *Fuels from biomass*, en *Kirk-Othmer Encyclopedia of Chemical Technology*, 3<sup>a</sup> ed., Vol. 11, John Wiley and Sons, New York, 334-392 (1980).
- LAGRANGE, B.; *Biomethane 1. Une alternative crédible*, Edisud, Aix-en-Provence (1979).
- LAGRANGE, B.; *Biomethane 2. Principles, techniques, utilizations*, Edisud, Aix-en-Provence (1979).
- LLINARES, F., PASCUAL, R., DIEZ, M.I., HERRANZ, E. y HERRANZ, J.; *Procesos de obtención de etanol*, Ingeniería Química, Mayo, 77-87 (1983).
- M.I.E.; *La biomasa como fuente energética*, Centro de Estudios de la Energía, nº 1, Madrid, 79 pp. (1981).
- MARTIN, J.L.; *Estudio sobre las gasolinas alcohólicas. Parte I*, Ingeniería Química, Octubre, 119-127 (1980).
- MARTIN; J.L.; *Estudio sobre las gasolinas alcohólicas. Parte II*, Ingeniería Química, Noviembre, 87-95 (1980).
- MARTINEZ, L. y RODRIGUEZ, S.; *Residuos agrícolas: panorámica actual de su aprovechamiento*, Química e Industria, 31(6), 419-422 (1985).
- MELLADO, L.; *La producción de combustible a partir de la biomasa*, Boletín Informativo del Medio Ambiente, 16, 13-27 (1980).
- MEYNELL, P.J.; *Methane: planning a digester*, 2<sup>a</sup> ed., Prism Press, Dorset, Gran Bretaña (1982).
- MINER (ed.); *Las energías renovables en España. Balance y perspectivas 2000*, Secretaría de Estado de Energía y Recursos Minerales, Ministerio de Industria y Energía, Madrid (1997).
- MONTES, M.; *La biomasa como fuente de energía. I. Fuentes de biomasa*, Ingeniería Química, Julio, 113-118 (1985).
- MONTES, M.; *La biomasa como fuente de energía. II. Vías de transformación*, Ingeniería Química, Agosto, 83-88 (1985).
- PASCUAL, R., LLINARES, F., DIEZ, M.I., HERRANZ, J. y HERRANZ, E.; *Utilización del etanol puro o en mezclas con gasolina como combustible para el transporte*, Ingeniería Química, Octubre, 59-71 (1983).
- PEREIRA, R.; *Agroenergía. Experiencia brasileña*, Agricultura, Abril, 396-398 (1984).
- TRUJILLO, D., JARABO, F. y MERIDA, P.; *La energía de la biomasa*, en *Energía geotérmica y otras energías*, Seminario Cívico-Militar de Canarias, Ciclo IV (Energías Alternativas y Ahorro Energético), Tercera Ponencia, Santa Cruz de Tenerife, 83-121 (1984).
- URRIZA, R.A.; *El alcohol etílico sustituto de las gasolinas en motores de combustión interna*, Era Solar, 5, 41-49 (1984).
- VALLES, S., FLORS, A., LEQUERICA, J.L. y MADARRO, A.; *Producción de metano por fermentación anaerobia. I. Descripción del proceso*, Agroquímica y Tecnología de Alimentos, 20(2), 189-208 (1980).
- VARIOS AUTORES; *Agroenergética*, en *Energías renovables y medio ambiente*, Monografías C.E.-O.T.M.A., nº 16, M.O.P.U., Madrid, 23-94 (1982).
- VEGA, J.M., CASTILLO, F. y CARDENAS, J.; *La bioconversión de la energía*, Ediciones Pirámide (1983).

# CAPÍTULO V

## ENERGÍA GEOTÉRMICA

### EL FENÓMENO GEOTÉRMICO

**E**n un sentido amplio, se entiende como *geotermia* todo fenómeno que se refiera al calor almacenado en el interior de la Tierra, llamándose *energía geotérmica* a la energía derivada de este calor, el cual se produce, principalmente, por la desintegración espontánea, natural y continua de los isótopos radiactivos que existen en muy pequeña proporción en todas las rocas naturales (principalmente uranio, potasio y torio). Normalmente, el calor se transmite por conducción a través de los materiales que forman el subsuelo, llegando hasta la superficie, donde se libera, pero la baja conductividad térmica de estos materiales hace que gran parte de esta energía se almacene en el interior de la Tierra durante largo tiempo.

Estos dos factores, generación constante de calor y baja conductividad, hacen que las temperaturas del interior del planeta sean progresivamente más elevadas, es decir, existe un *gradiente geotérmico* o variación de la temperatura,  $T$ , con la profundidad,  $z$ . En la corteza terrestre, normalmente la temperatura aumenta de forma regular  $1^{\circ}\text{C}$  cada  $33\text{ m}$ , a medida que se profundiza desde la superficie. Este valor representa el llamado **gradiente geotérmico normal**:

$$\frac{\Delta T}{\Delta z} = -\frac{1}{33} (^{\circ}\text{C}/\text{m})$$

De lo dicho hasta ahora se deduce que, al existir un gradiente de temperaturas, necesariamente se producirá un flujo de calor, lo que da lugar a un **flujo geotérmico**,  $\Phi$ , definido por la ley de Fourier de la conducción:

$$\phi = -K \frac{\Delta T}{\Delta z}$$

siendo  $k$  la conductividad térmica del material ( $\text{W}/(\text{m} \cdot ^{\circ}\text{C})$ ).

Para un gradiente geotérmico normal ( $30^{\circ}\text{C}/\text{km}$ ) y un valor medio de la conductividad de  $2 \text{ W/m} \cdot ^{\circ}\text{C}$  (valor normal para las rocas que componen la corteza terrestre) se obtiene un flujo geotérmico de unos  $60 \text{ mW/m}^2$ , correspondiente a la media mundial de las tierras emergidas.

Obsérvese que si se compara este valor con el del máximo flujo de energía solar ( $1 \text{ kW/m}^2$ ), se comprueba que la densidad del flujo geotérmico es muy baja, lo que condicionará fuertemente su utilización. No obstante, existen en el interior de la Tierra zonas en las que el flujo geotérmico es más elevado de lo normal, dado que al producirse la fusión parcial de los materiales profundos, éstos, en determinadas condiciones dinámicas, pueden ascender hasta cerca de la superficie como rocas total o parcialmente fundidas. Pueden así situarse masas a veces de gran volumen y a muy altas temperaturas (entre  $700$  y  $1.000^{\circ}\text{C}$ ) en sectores de la corteza que, en condiciones normales, estarían a temperaturas inferiores en varios centenares de grados, obteniéndose gradientes geotérmicos más de diez veces superiores al normal, lo que significa unos  $100$  ó  $200^{\circ}\text{C}/\text{km}$ .

En estos lugares, lógicamente será más fácil extraer el calor de la Tierra, por lo que los recursos geotérmicos mundiales (estimados en unos 30 millones de TW) sólo son aprovechables en una pequeña parte, pero lo suficientemente grande como para poder hablar de una fuente energética renovable de gran magnitud, ya que si los volúmenes de masas ígneas son suficientemente grandes, su calor puede tardar millones de años en disiparse, debido a la baja conductividad de las rocas.

## Manifestaciones superficiales

Las alteraciones geotérmicas más interesantes están localizadas en sectores de actividad ígnea (volcánica) actual o reciente, considerando *recientes* aquellos sectores donde hay datos para suponer que la actividad ha tenido lugar hace pocos millones de años. Existen varios tipos de manifestaciones superficiales que indican la posible existencia de una anomalía geotérmica en la zona donde se presenta. Estas manifestaciones pueden agruparse de la siguiente manera:

- Volcanismo reciente.
- Zonas de alteración hidrotermal.
- Emanaciones gaseosas.

- Fuentes termales y minerales.
- Anomalías térmicas.

Ahora bien, las manifestaciones superficiales no representan un signo definitivo de la existencia de un gradiente geotérmico aprovechable; del mismo modo, la ausencia de las mismas tampoco permite desechar unas zonas determinadas como posibles campos geotérmicos. La falta de métodos y técnicas precisas para la exploración geotérmica hace que la identificación de las anomalías superficiales sea el punto de partida de una prospección.

Son muy numerosas las zonas de alto gradiente geotérmico asociadas a un **volcanismo reciente**, por lo que es de gran interés realizar un estudio geológico y volcanológico detallado de la región, que incluya datos técnicos, hidrogeológicos, petrográficos y geoquímicos que, una vez interpretados, serán muy útiles para la localización del foco calorífico.

En las áreas geotérmicas suelen encontrarse casi siempre **alteraciones hidrotermales** de las rocas, originadas por líquidos o gases que han circulado a través de los poros y fracturas de mayor o menor importancia. Esta alteración se manifiesta al producirse un cambio químico y mineralógico en las rocas por las que han circulado estos fluidos. La identificación y delimitación de las distintas zonas de la alteración pueden ayudar a establecer las condiciones físicas y químicas de formación de las rocas, lo que proporciona una valiosa ayuda en la investigación de un campo geotérmico.

Las **emanaciones de gases y de vapor** pueden tener un significado muy limitado. Se pueden originar sustancias volátiles simplemente por calentamiento de las rocas. Otras veces las emanaciones son volcánicas, ya sea relacionadas con un volcanismo activo o con uno residual.

Las **fuentes termales y minerales** están muy extendidas en las áreas geotérmicas. En general, las áreas hidrotermales son muy características de las regiones volcánicas recientes, pero no sólo se encuentran relacionadas a ellas, ya que también existen en regiones ocupadas por otro tipo de rocas.

Hay que destacar las sales que precipitan en las fuentes termales, que pueden ser muy distintas desde el punto de vista químico, y el que precipiten una

u otra supone un mecanismo de formación y sedimentación diferente. Por consiguiente, la composición de las aguas termales juega un papel muy importante en la exploración geotérmica, ya que puede servir para calcular la temperatura en profundidad. Asimismo pueden producirse depósitos de sales lo suficientemente grandes, incluso, como para proceder a su explotación.

Lo más frecuente es que, en presencia de un foco calorífico en profundidad, se produzca una **anomalía térmica** en superficie, que se pondrá de manifiesto por la existencia de un gradiente geotérmico anómalo, superior al normal, en la zona. Es, por tanto, de gran interés, proceder a la localización y delimitación precisa de estas anomalías, para lo cual se emplea una prospección termométrica detallada.

En definitiva, la falta de otros medios más precisos para las investigaciones previas de localización de zonas geotérmicas aprovechables ha hecho que, hasta ahora, las exploraciones se hayan centrado principalmente en áreas con manifestaciones superficiales, entendiéndose que la mayor o menor importancia de éstas no puede servir para evaluar la de un futuro campo y que cualquier manifestación, hasta la más pequeña, puede ser motivo para comenzar una exploración.

## DESARROLLO GEOTÉRMICO MUNDIAL

Desde tiempos inmemoriales, las aguas termales han sido utilizadas en diversas tareas domésticas (baño, limpieza, cocina, etc.), pero sólo desde comienzos del siglo XX el vapor natural y el agua caliente geotérmicos han sido destinados a otros usos, más sofisticados.

Durante el siglo XIX ya se extraían productos químicos (en especial, ácido bórico) a partir de las emanaciones gaseosas en Larderello (Italia), hasta que en 1904 se realizó el primer intento para utilizar el vapor geotérmico en la generación de electricidad.

La corrosión que los gases ácidos ejercían sobre las partes metálicas de las turbinas obligó a utilizar circuitos secundarios, lo que producía grandes pérdidas de calor, pero el desarrollo posterior de aleaciones metálicas resistentes a la corrosión, permitió el uso directo del vapor geotérmico.

Las instalaciones actuales de Larderello son capaces de producir 3.000 TW/h·año de electricidad y al mismo tiempo, los gases son la base de una importante industria química de extracción de ácido bórico, dióxido de carbono, amoníaco y helio.

En Islandia se utilizó por primera vez agua caliente de origen geotérmico en 1925 para calentar viviendas e invernaderos, y tres años después comenzaron las perforaciones de pozos de agua caliente. La utilización de vapor geotérmico de alta presión en la generación de electricidad comenzó en 1964, con la instalación en Hvergerdi de una central geotérmica de 15 MW.

En la actualidad, Islandia es el país con mayor aprovechamiento de calefacción geotérmica del mundo, extendiéndose su uso tanto en el ámbito doméstico como en el agrícola e industrial, al 80% de la población.

En California, EE.UU., se perforaron pozos para la obtención de vapor geotérmico desde 1921, pero el proyecto fue temporalmente abandonado. Se recuperó en 1955 y tan sólo cinco años después estaba en operación una planta generadora de electricidad de 12,5 MW. En la actualidad existe una capacidad instalada en esta zona de más de 1.200 MW.

En muchos otros países se han desarrollado explotaciones geotérmicas, ya sea de uso exclusivamente térmico, o bien para la generación de electricidad. Así, en Nueva Zelanda se producen más de 300 MWe, en México, alrededor de 200 y en El Salvador, más de 300, con la característica especial de que este país resulta ser el mayor productor relativo, ya que cerca del 40% de su consumo eléctrico total es de origen geotérmico.

Puede afirmarse que el interés mundial por la energía geotérmica partió de las recomendaciones de la *Conferencia de Nuevas Fuentes de Energía*, patrocinada por la O.N.U. en 1961 y celebrada en Roma. En la actualidad existen en funcionamiento diversas plantas de producción de electricidad geotérmica, con una potencia total instalada de unos 6.000 MW, estimándose que los usos térmicos de esta fuente de energía son unas 5 veces superiores.

Obsérvese que, en general, los aprovechamientos geotérmicos suelen localizarse en los cinturones sísmicos y áreas de volcanismo reciente, tal como se muestra en el mapa de la Figura 5.1.

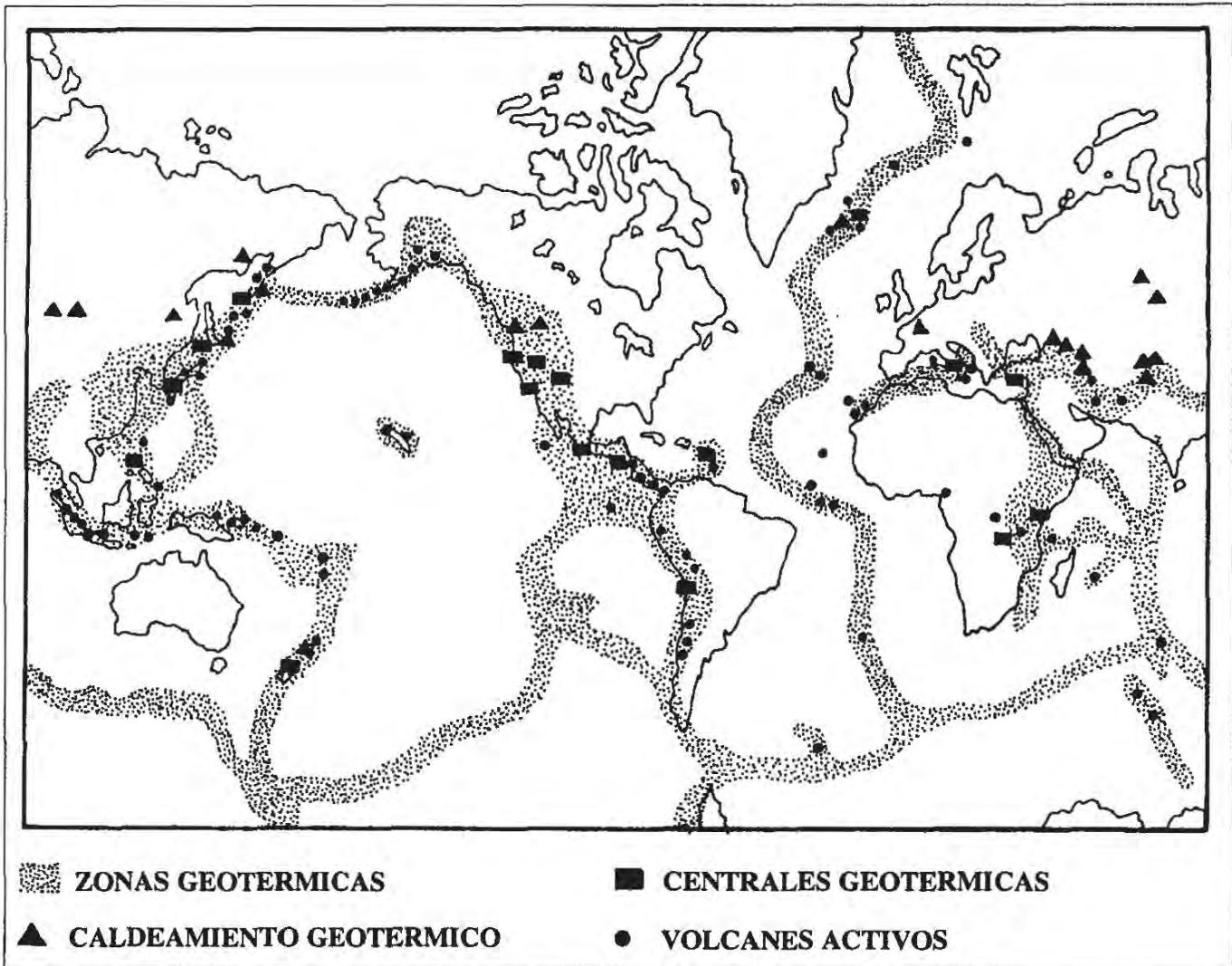


Figura 5.1: Distribución mundial de campos geotérmicos.

Se comprende así que los países con mayor producción actual de energía geotérmica sean Italia, Nueva Zelanda, EE.UU., ex URSS y Japón, y que se hagan estudios de explotación en Centro y Sudamérica, Sureste de África y Extremo Oriente, afrontándose bajo diferentes puntos de vista, partiendo de las realidades y previsiones energéticas de cada país. Esto se debe a que, según sean las circunstancias, este recurso puede ser desde prohibitivo hasta cubrir totalmente las necesidades energéticas, pasando por el caso más general de que sea un componente más en el abastecimiento energético, sujeto a las vicisitudes de oferta y demanda.

## EL SISTEMA GEOTÉRMICO

La presencia de extensas zonas a elevada temperatura localizadas a profundidades asequibles es la primera condición para poder utilizar la energía

geotérmica, pero no es la única. Debido a la baja conductividad térmica de las rocas naturales, éstas se enfrián con la misma lentitud con la que fueron calentadas y, por tanto, la extracción directa del calor contenido en ellas sólo es posible si se dan ciertas condiciones adicionales. La extracción del calor de forma natural sólo es posible cuando cerca de la zona de anomalía geotérmica existen formaciones geológicas porosas o fisurales capaces de retener agua que, en general, procede de una infiltración superficial.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, se puede definir un **yacimiento geotérmico** como un volumen de roca con temperatura anormalmente elevada para la profundidad a la que se encuentra, susceptible de ser recorrida por una corriente de agua, que pueda absorber calor y transportarlo a la superficie. Obsérvese, no obstante, que esta definición no implica, necesariamente, que el agua se encuentre en el yacimiento a priori.

Así pues, según las condiciones en que el calor se transporta hacia la superficie y según las características geológicas de los yacimientos, éstos se suelen dividir en tres categorías básicas:

- Sistemas hidrotérmicos.
- Sistemas geopresurizados.
- Sistemas de roca seca caliente.

La más importante de ellas es la primera, que constituye la única forma de la energía geotérmica que ha sido comercialmente desarrollada hasta la fecha. Ni los sistemas geopresurizados ni los de roca seca caliente parecen tener posibilidades de explotación comercial a una escala significativa por el momento. Sin embargo, a continuación se revisarán las características fundamentales de cada uno de estos tipos básicos de yacimientos geotérmicos.

## **Sistemas hidrotérmicos**

Un sistema hidrotérmico está formado por una fuente de calor situada a una profundidad relativamente pequeña (de 1 a 10 km), que garantiza un elevado flujo térmico por un largo período de tiempo. Por encima de esta fuente de calor se halla situado un estrato profundo de roca permeable contenido agua (acuífe-

ro), que permita la circulación de la misma cerca de la roca basal a alta temperatura. Por encima del acuífero se encuentra una capa de roca impermeable que impide las pérdidas de fluido por la parte superior y generalmente se encuentra presente una falla que restringe las pérdidas laterales del fluido geotérmico.

El fluido normalmente se origina en la superficie a partir de precipitaciones de lluvia o nieve (origen meteórico), se filtra a través del suelo poroso y llega a los estratos permeables a través de diferentes fallas. Estas condiciones están esquemáticamente representadas en la Figura 5.2.

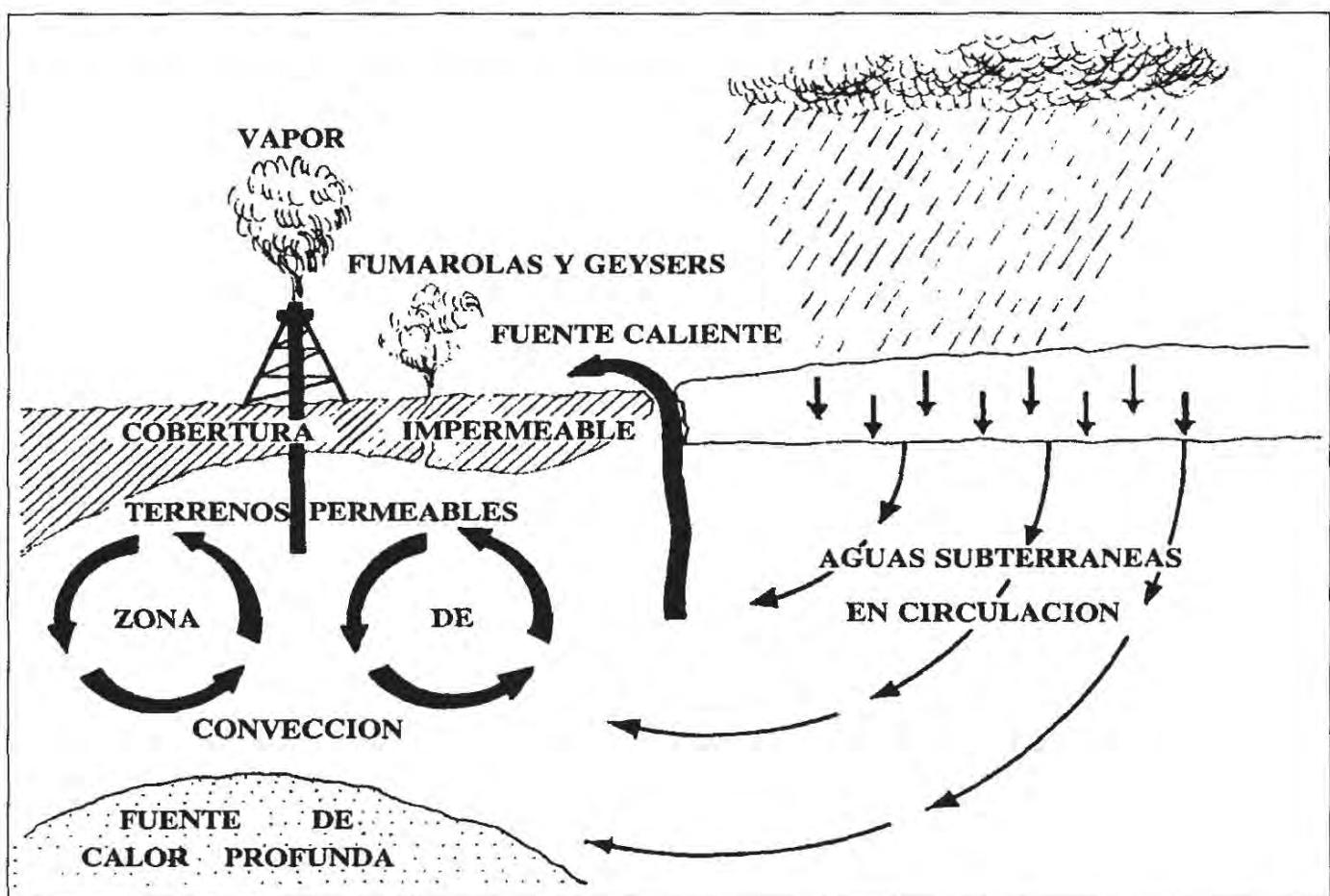


Figura 5.2: Esquema de un sistema hidrotérmico.

Si la formación permeable está aislada de la superficie por otras formaciones impermeables, el agua adquirirá la temperatura del sistema y se encontrará en estado líquido, en forma de vapor o como mezcla de líquido y vapor en equilibrio, según la condiciones de presión y temperatura del yacimiento.

Se distinguen así dos grupos de sistemas hidrotérmicos, según se clasifiquen por las fases presentes en el yacimiento o por la temperatura de las mismas:

- Según las fases presentes:
  - Sistemas con predominio de vapor.
  - Sistemas con predominio de agua.
- Según la temperatura del yacimiento:
  - Sistemas de alta entalpía (o alta temperatura).
  - Sistemas de baja entalpía (o baja temperatura).

Evidentemente, los sistemas hidrotérmicos en los que predomina la fase vapor han de ser necesariamente de alta entalpía, mientras que los yacimientos en los que predomina el agua pueden ser tanto de alta como de baja entalpía.

En un sistema hidrotérmico con **predominio de vapor**, la ebullición del agua subterránea produce vapor, que a veces está sobrecalentado, con un contenido entálpico de unas 600 kcal/kg. Se cree que al desplazarse el vapor hacia la superficie, los niveles de rocas más superficiales y, por tanto, más frías, inducen a una condensación, fenómeno que, junto con las infiltraciones meteóricas recarga el yacimiento. Como en el seno del fluido se produce un fenómeno constante de convección, la temperatura del yacimiento es relativamente uniforme, por lo que un pozo perforado en una zona de este tipo permitirá obtener un vapor sobrecalentado seco de alta calidad.

Los yacimientos hidrotérmicos con **predominio de agua** (agua caliente o vapor húmedo) son mucho más frecuentes que los de vapor seco. Los sistemas de agua caliente generalmente están asociados a una fuente termal que descarga en la superficie. Cuando se forman yacimientos de vapor húmedo a grandes profundidades, su temperatura es generalmente muy superior al punto de ebullición normal del agua a presión atmosférica. Estas temperaturas oscilan entre los 40 y los 400°C a presiones comprendidas entre 3 y 10 kg/cm<sup>2</sup> y con entalpías entre 200 y 400 kcal/kg. Cuando el fluido llega a la superficie, bien de forma natural (anomalías geológicas) o bien de forma artificial (perforación de pozos), frecuentemente el agua se expande súbitamente a vapor.

Los sistemas con predominio de agua contienen muy frecuentemente una gran cantidad de impurezas, ya que el agua caliente es un excelente disolvente de muchas sales. Así, las sales que se presentan con mayor asiduidad en el fluido geotérmico procedente de estos sistemas son los cloruros, sulfatos, bicarbonatos y silicatos de sodio, potasio y litio. Su concentración puede variar desde uno hasta varios cientos de gramos por litro.

Ahora bien, además de los yacimientos de agua de alta entalpía, situados a lo largo de las fallas corticales, se pueden encontrar asimismo yacimientos de baja entalpía, situados generalmente en cuencas sedimentarias, en las que el gradiente geotérmico es de alrededor de  $30^{\circ}\text{C}/\text{km}$ , de manera que la temperatura del yacimiento oscila entre  $60$  y  $150^{\circ}\text{C}$ . Evidentemente, el agua saldrá a la superficie por debajo del punto de ebullición, con lo que sólo será aprovechable como agua caliente.

Obsérvese que los yacimientos de vapor seco son fácilmente explotables, y su principal aplicación es la producción de electricidad en turbinas de vapor, obteniéndose en estos casos agua caliente como subproducto. Los sistemas de agua caliente, tanto de alta como de baja entalpía, pueden presentar serias dificultades de uso, si el contenido en sales es elevado o sus propiedades resultan corrosivas. Aunque a partir de ellos se pueden obtener también las sales como subproductos, el equipo instalado para el aprovechamiento de la fuente geotérmica puede ser muy caro debido a que es necesario prevenir la corrosión, por lo que este tipo de yacimientos puede no ser rentable en ciertas condiciones.

## Sistemas geopresurizados

Existen cuencas sedimentarias, geológicamente jóvenes, en donde el fluido localizado en la formación rocosa subterránea soporta una parte de la carga de las rocas superiores, por lo cual la presión en el yacimiento es considerablemente alta. Los sistemas de este tipo se denominan geopresurizados y se piensa que pueden ser fuentes de energía muy prometedoras en las próximas décadas.

En numerosas ocasiones el agua de estas formaciones está contenida en lechos aislantes de arcilla, por lo que el flujo geotérmico normal puede aumentar su temperatura hasta casi  $300^{\circ}\text{C}$ . El agua de estos sistemas es generalmente de una salinidad inferior que la de las formaciones normales y, en muchos casos, está saturada con grandes cantidades de gas natural. Por ello, en la formaciones geopresurizadas hay energía acumulada en tres formas:

- Presión hidráulica.
- Agua caliente.
- Metano.

Parece, pues, que el motivo inicial para el desarrollo de los yacimientos geopresurizados será la recuperación del metano, por ello, un parámetro crítico que puede afectar el potencial comercial de estos sistemas es la solubilidad del metano, que depende de la presión del yacimiento, de la temperatura y de la salinidad del agua.

A pesar de ello, de momento estos sistemas están aún lejos de poder ser sometidos a una explotación comercial rentable.

## Sistemas de roca seca caliente

En algunas zonas, las anomalías geológicas tales como el movimiento de placas tectónicas y algún tipo de actividad volcánica han creado bolsas de rocas impermeables que recubren una cámara magmática. La temperatura en estas bolsas aumenta con la profundidad y con la proximidad a la cámara magmática, pero debido a su naturaleza impermeable, estas bolsas carecen de acuífero, por lo que se conocen generalmente como sistemas geotérmicos de roca seca caliente.

Las técnicas para la extracción del calor de estos sistemas están actualmente en estado de investigación. El concepto básico es muy simple: se perfora un pozo lo suficientemente profundo como para alcanzar una zona de temperatura suficientemente alta, se crean grandes superficies de transmisión de calor fracturando la roca (hidráulicamente, con explosiones o por tensión térmica) y se intercepta la zona fracturada con otro pozo. Haciendo circular agua de un pozo a otro a través de la región fracturada, se puede extraer el calor de la roca.

Aunque el concepto sea muy simple, todavía se han de resolver muchas cuestiones antes de considerar un proyecto de este tipo como económicamente rentable. Sin embargo, se han hecho progresos importantes en el conocimiento de las características de los yacimientos, fundamentalmente desde el punto de vista de la iniciación y propagación de las fracturas, velocidad de pérdida de agua y fenómenos de mezcla. Sin embargo, hasta que la tecnología de la extracción del calor de estos sistemas esté convenientemente desarrollada y su aplicabilidad económica esté demostrada a gran escala, los primeros usos de sistemas de roca seca caliente han de restringirse a regiones con gradientes geotérmicos superiores a los 50°C/km.

# EXPLORACIÓN DE YACIMIENTOS GEOTÉRMICOS

Antes de proceder a la explotación de un yacimiento geotérmico es preciso conocer una serie de variables y condiciones, las cuales permitirán asegurar si dicha explotación es técnica y económicamente posible. Así, es necesario conocer:

- Profundidad y espesor del acuífero.
- Calidad, caudal y temperatura del fluido.
- Permeabilidad y porosidad de las rocas.
- Conductividad térmica y capacidad calorífica, tanto del acuífero como de las rocas circundantes.

Conocidas estas premisas, la explotación se realiza mediante sondeos, de manera análoga a como se hace en la industria del petróleo. Para la utilización racional del yacimiento, es necesario que el fluido suministre una potencia constante, lo que implica un caudal constante a temperatura constante.

Sin embargo, el caudal no puede ser mantenido constante durante mucho tiempo, debido a la descompresión que se produce en el yacimiento; ésto hace que no se pueda recuperar más del 2% del calor contenido en el mismo. Como en geotermia se busca el aprovechamiento del calor y no del agua, es práctica habitual el reinyectar el fluido extraído después de enfriado (realimentación), con lo que se consigue mantener la presión del yacimiento. Ello hace necesario prever la evolución de las temperaturas a fin de optimizar la tasa de recuperación de energía en el yacimiento.

Asimismo, la calidad del fluido geotérmico suele plantear problemas de corrosión en las instalaciones, debido principalmente a la agresividad de las aguas y a la presencia de gases disueltos. Normalmente se suele evitar la corrosión de varias formas: utilizando intercambiadores de calor especiales, inyectando en el fluido geotérmico un inhibidor de corrosión o usando materiales no atacables.

También hay que tener en cuenta los factores económicos, puesto que en este tipo de explotación es precisa una inversión inicial muy elevada.

La energía geotérmica puede ser utilizada en dos campos, definidos por la temperatura que alcanza el fluido geotérmico: aprovechamiento de yacimientos de baja entalpía (aplicaciones de baja temperatura) y aprovechamiento de yacimientos de alta entalpía (aplicaciones de alta temperatura). El límite práctico entre ambos no está claramente fijado, pero se puede situar entre 130 y 150°C.

Actualmente, la localización de yacimientos de alta entalpía y su explotación, constituiría una ayuda apreciable para el autoabastecimiento energético de una zona. Sin embargo, los recursos geotérmicos de alta entalpía son muy escasos comparados con los de baja entalpía, e incluso estos últimos son claramente insuficientes para pensar que la participación geotérmica en el contexto energético permita la sustitución de las fuentes energéticas tradicionales, pero sí puede ser importante para paliar las necesidades de energía de una región determinada.

## Utilización de yacimientos de alta entalpía

Los campos geotérmicos de alta entalpía, ya sean de predominio de vapor o de predominio de agua se utilizan en la producción de electricidad de forma muy competitiva, con niveles mínimos de potencia de 1 a 2 MW, ya que el coste de la electricidad producida por fuentes geotérmicas oscila entre el 50 y el 65% del coste de la electricidad producida en una central térmica convencional.

Ahora bien, al poseer la fuente geotérmica un nivel entálpico mucho menor que el de los combustibles convencionales, el rendimiento de conversión es muy pobre. Así, independientemente del sistema de conversión, el trabajo disponible y la eficacia del proceso aumentan con la temperatura del fluido geotérmico; sin embargo, los máximos alcanzables son muy limitados, no llegando a sobrepasar nunca el 50% de rendimiento termodinámico, en las condiciones más favorables (temperatura del fluido, 300°C, enfriado hasta una temperatura ambiente de 20°C), encontrándose los rendimientos reales del proceso alrededor del 30%.

El diseño de las centrales geotérmicas de producción de electricidad depende, pues, de las siguientes variables:

- Caudal del pozo.
- Temperatura del yacimiento.
- Composición del fluido (líquido - vapor).
- Temperatura del agua de refrigeración.
- Contenido en materias extrañas (gases incondensables, sales en disolución).

Las tres primeras variables determinan de forma fundamental la potencia eléctrica obtenible de un pozo, tal como se muestra en la Figura 5.3; la temperatura de refrigeración generalmente no plantea problemas.

El contenido en materias extrañas afectará al diseño mecánico, pudiendo exigir un amplio sistema de extracción de gases y el uso de materiales resistentes a la corrosión.

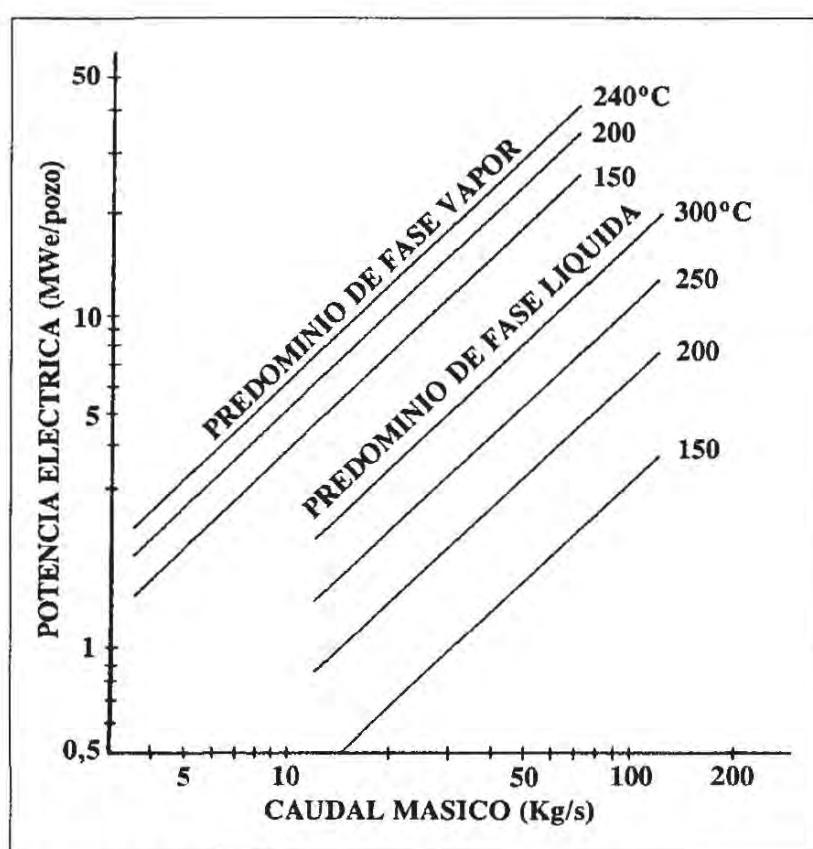


Figura 5.3: Potencia eléctrica extraíble de un pozo.

En función de las características del fluido geotérmico se han desarrollado varias opciones básicas referentes a la conversión de la energía geotérmica en electricidad, opciones que se desarrollan de forma simplificada a continuación.

Cuando la fuente geotérmica está formada por vapor seco (sobrecalentado), se utiliza el proceso de conver-

sión directa para generar electricidad. Un diagrama simplificado del mismo se muestra en la Figura 5.4.

El vapor a presión procedente del pozo geotérmico se conduce a la planta generadora, donde se expande a través de una turbina acoplada a un generador, que produce corriente eléctrica. Esta conducción se hace de forma directa, salvo el paso de separación de sólidos y el de separación de posibles gases incondensables ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{SH}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{O}_2$ ,  $\text{H}_2$  y  $\text{NH}_3$ ). Los vapores de escape de la turbina se llevan a un condensador, donde pasan a fase líquida, reinyectándose ésta generalmente en el mismo acuífero. La torre de enfriamiento disipa el calor residual a la atmósfera para poder reutilizar el fluido de refrigeración.

Este proceso es el más eficiente de todos los que convierten la energía geotérmica en electricidad, pero sólo es utilizable en campos geotérmicos de vapor seco, hasta ahora sólo encontrados en Larderello (Italia), The Geysers (EE.UU.) y Matsukawa (Japón).

Ahora bien, la mayoría de las fuentes geotérmicas no producen vapor seco, sino una mezcla líquido-vapor, con predominio de la fase líquida. La mayoría de las plantas que actualmente operan en estos yacimientos utilizan el proceso de **expansión súbita** (evaporación *flash*). Sistemas de este tipo están actualmente en operación en Nueva Zelanda, Japón, Islandia y México.

La Figura 5.5.a muestra un esquema simplificado de este proceso. Además de la turbina, el condensador y la torre de refrigeración, también utilizados en el proceso directo, una planta de este tipo utiliza un evaporador *flash* o recipiente de expansión, donde se deja expandir bruscamente el fluido geotérmico, con lo que una parte del mismo se vaporiza de forma instantánea. El vapor se lleva a la turbina, mientras que el líquido no evaporado se reinyecta en el acuífero. El resto del proceso es similar al de conversión directa.

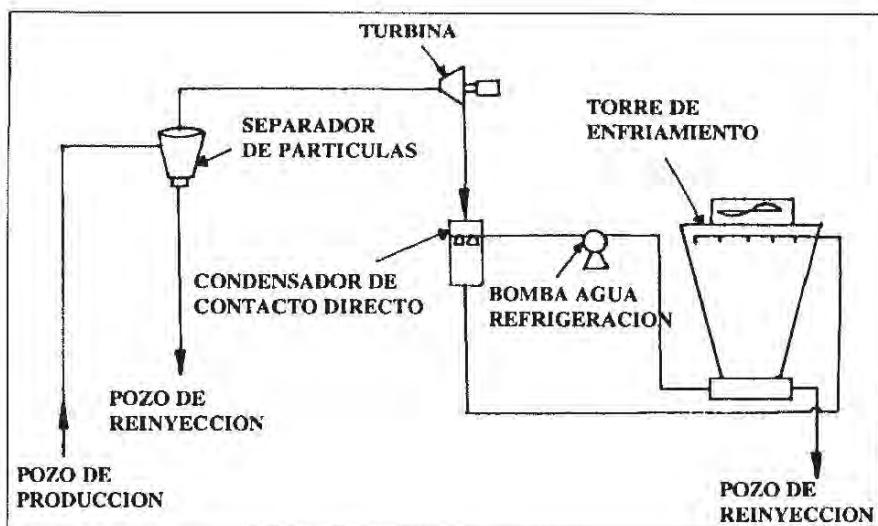


Figura 5.4: Proceso de conversión directa.

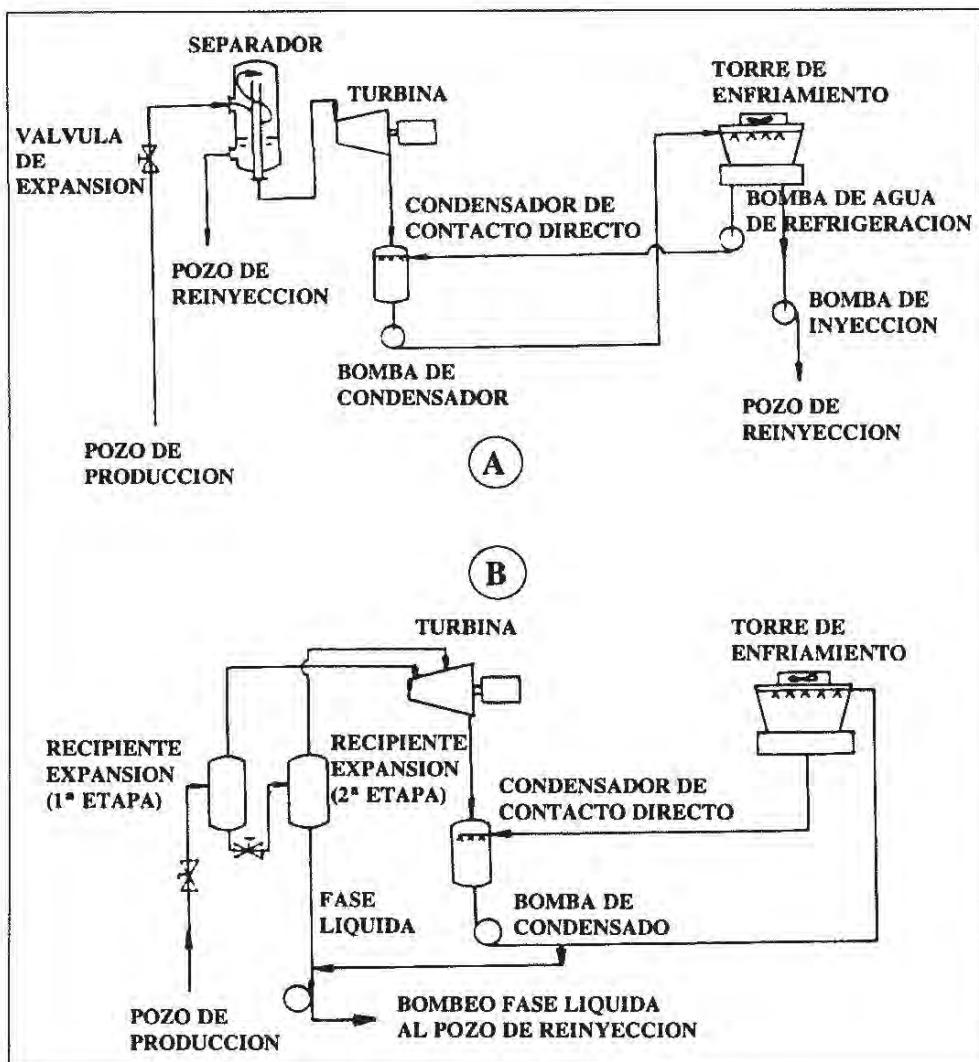


Figura 5.5: Proceso de expansión súbita:  
A) En una sola etapa. B) En dos etapas.

la complejidad de la planta y, por tanto, la inversión inicial, se prefiere frente al de una sola etapa, debido al ahorro que produce en ciertos costes de explotación.

En este proceso, el líquido que abandona el primer recipiente de expansión entra en una segunda unidad de este tipo, que opera a una presión inferior, provocando una nueva evaporación súbita. El vapor de baja presión producido se lleva a la sección de baja presión de la turbina, donde se recupera la energía que se habría perdido si se hubiese utilizado un sistema de una sola etapa.

Aunque el sistema de dos etapas aumenta el rendimiento del de etapa única en más de un 35 %, la utilización de tres etapas sólo incrementa el rendimiento del proceso de dos etapas en algo más de un 5 %, por lo que no ha resultado rentable su utilización.

Este sistema es interesante a pesar de las considerables pérdidas de calor a través de la fase líquida desechada, porque emplea turbinas de vapor simples y de costes relativamente bajos. Sin embargo, a menudo se utiliza el sistema en dos etapas (Figura 5.5.b) para mejorar el rendimiento térmico del proceso, recuperando el calor residual a través de la segunda etapa. Aunque el diseño multietapa aumenta significativamente

Un sistema alternativo al de evaporación súbita para yacimientos geotérmicos donde predomina la fase líquida es el proceso de **ciclo binario**. Este proceso utiliza un fluido secundario (generalmente un hidrocarburo o un hidrocarburo fluorado) como fluido de trabajo en

un ciclo de Rankine (compresión-expansión), usándose el fluido geotérmico para calentarlo. Las plantas de ciclo binario no están tan bien desarrolladas y probadas comercialmente como las de evaporación súbita, pero se tiene cierta experiencia de funcionamiento en plantas piloto.

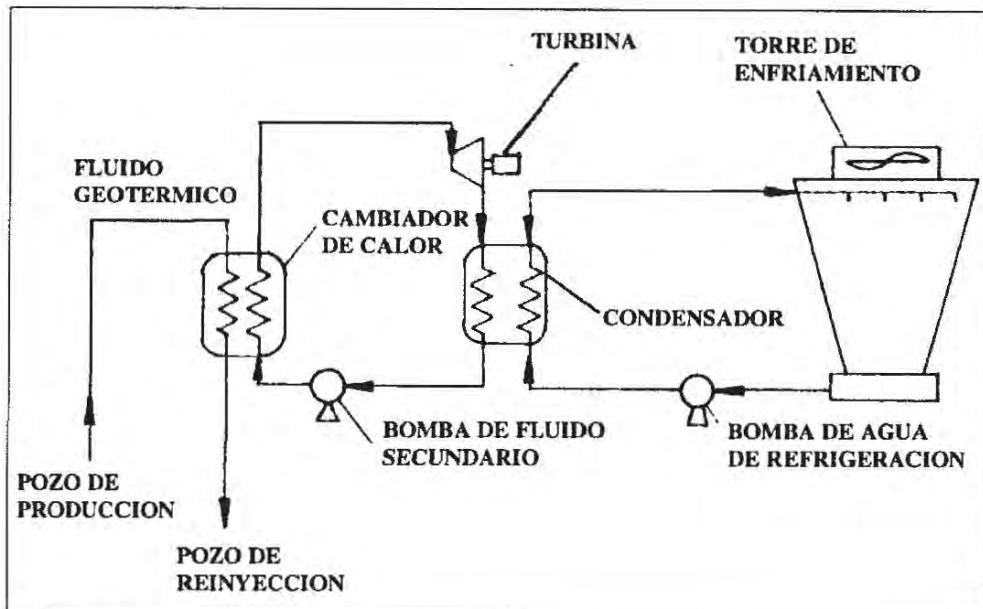


Figura 5.6: Proceso de ciclo binario.

La Figura 5.6 muestra un esquema del proceso de conversión en ciclo binario. El fluido geotérmico se conduce desde el pozo hasta un cambiador de calor, donde transmite su calor sensible al fluido secundario; el líquido geotérmico enfriado se reinyecta al acuífero. El fluido secundario se vaporiza en dicho cambiador y se expande a través de una turbina acoplada al generador eléctrico. Los gases de escape de la turbina son condensados, comprimidos y devueltos al primer cambiador de calor para completar el ciclo. Un sistema de refrigeración de agua elimina el calor residual a la atmósfera a través de una torre de enfriamiento.

El proceso de ciclo binario puede ser una alternativa atractiva al proceso de expansión súbita para yacimientos geotérmicos que suministran agua conteniendo gran cantidad de sales. Como el fluido geotérmico no pasa a través de la turbina, se reducen extensamente los problemas de precipitación de sales, incrustaciones, corrosión y desgaste. Los ciclos binarios ofrecen la ventaja adicional de que el fluido de trabajo puede ser elegido de tal forma, que sus características termodinámicas sean superiores a las del propio vapor de agua, proporcionando un proceso global más efectivo.

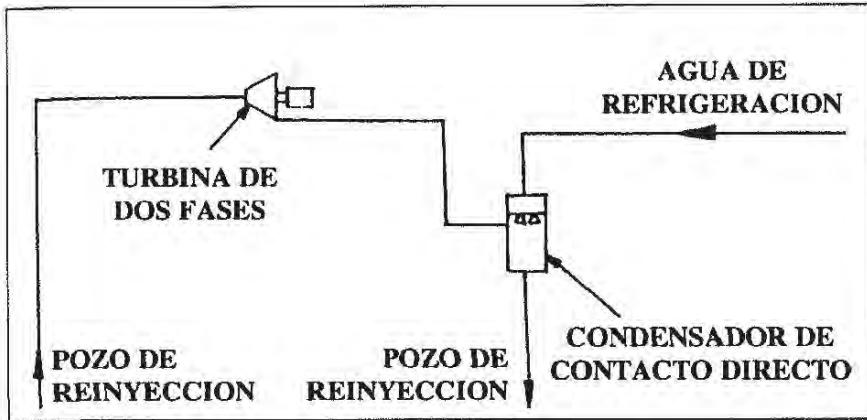


Figura 5.7: Proceso de flujo total.

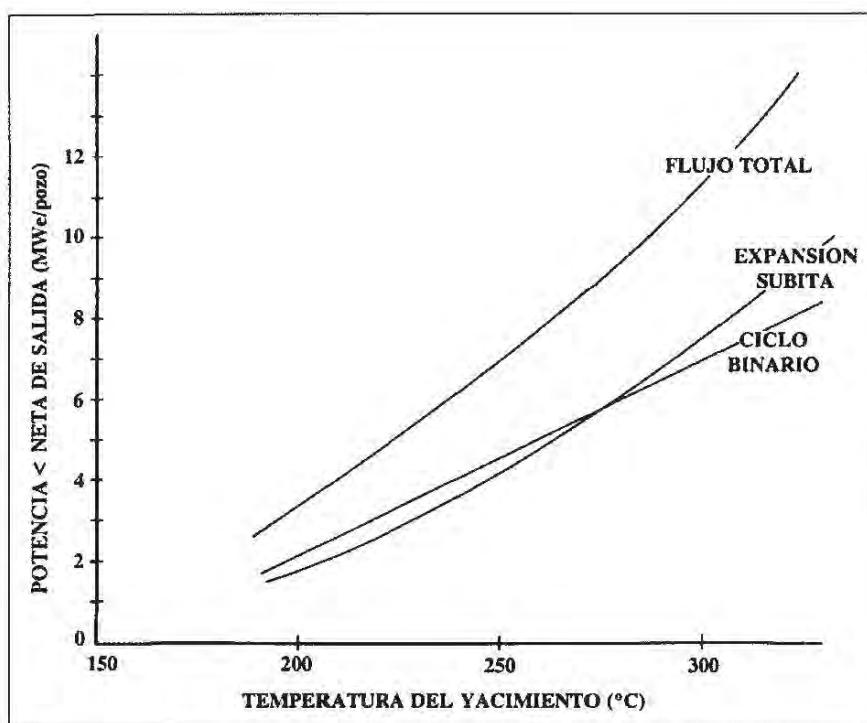


Figura 5.8: Comparación de sistemas de aprovechamiento geotérmico utilizados en yacimientos en los que predomina la fase líquida.

rendimiento teórico es bastante superior a los de los dos sistemas anteriormente descritos, un esquema simplificado de este proceso se muestra en la Figura 5.7.

Finalmente, y como resumen de las características de los tres sistemas de conversión de la energía geotérmica producida por yacimientos con predominio de la fase líquida en electricidad, en la Figura 5.8 se muestran los valores de la potencia alcanzable en función de la temperatura, para cada uno de ellos, suponiendo características del sistema global (profundidad del pozo, conducciones y rendimientos de los sistemas mecánicos) equivalentes.

Sin embargo, el proceso de ciclo binario no carece de desventajas, ya que los fluidos secundarios son muy caros, y pueden ser inflamables o tóxicos. Debido a la existencia de dos circuitos independientes de circulación, también aumenta la complejidad y el coste de la planta.

Aunque su tecnología está aún en desarrollo y no se está utilizando a nivel comercial, los procesos de flujo total emplean ambas fases (líquida y vapor) del fluido geotérmico para producir electricidad mediante válvulas de expansión y turbinas especialmente diseñadas para este fin. Aunque los problemas de incrustaciones y de gases incondensables aparecen también en este tipo de proceso, su

## Utilización de yacimientos de baja entalpía

Aunque en un principio las investigaciones geotérmicas estaban dirigidas preferentemente a la localización de yacimientos de alta entalpía, la mayor abundancia de yacimientos de baja entalpía, así como su distribución superficial más regular, han obligado a reconsiderar esta postura y a desarrollar nuevos procesos que permitan el aprovechamiento de estos yacimientos (de agua caliente), cuya temperatura no suele ser superior a los 100°C.

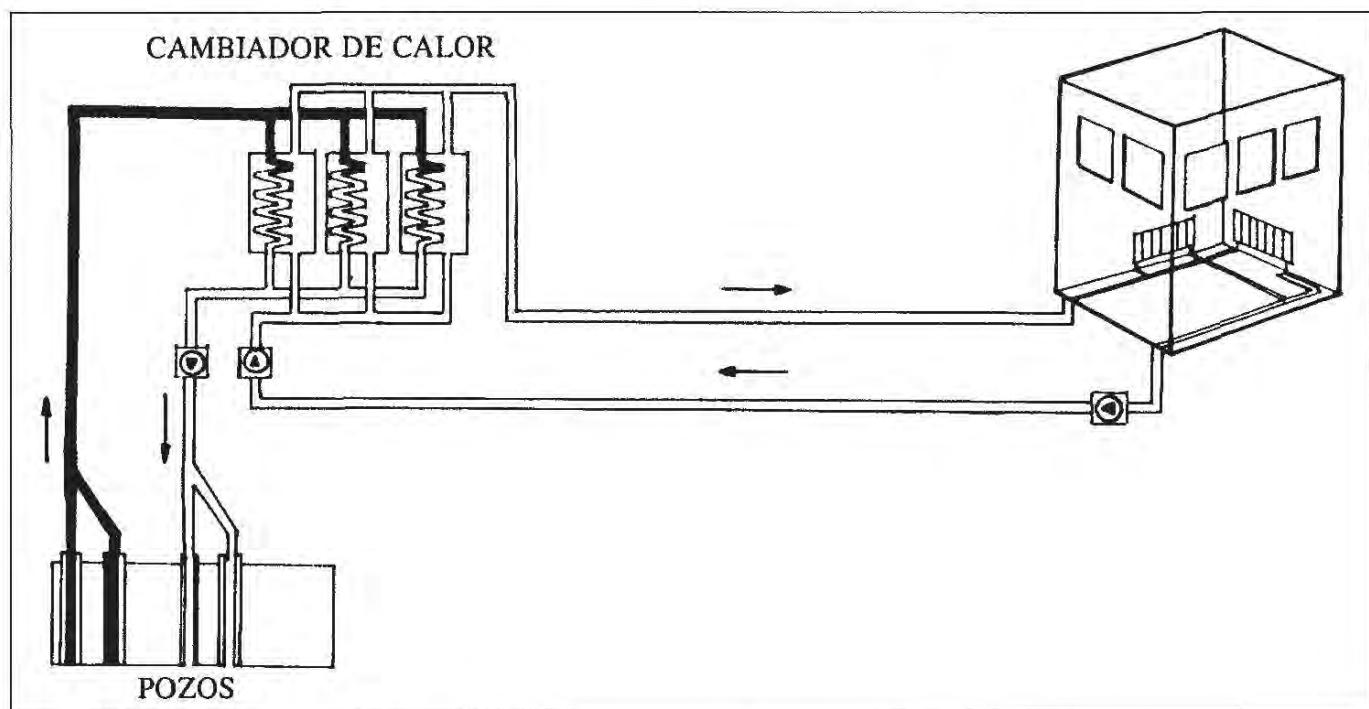


Figura 5.9: Utilización de un yacimiento geotérmico de baja entalpía.

De forma general, son tres los campos en que la geotermia de baja entalpía puede encontrar aplicación:

- Calefacción urbana.
- Calefacción industrial.
- Calefacción agrícola.

En cada uno de ellos se ha desarrollado gran número de procesos, de manera que la lista de sus posibles aplicaciones es muy extensa. Sin embargo, la utilización de la energía geotérmica en estos campos debería ir precedida de

un estudio de viabilidad económica, que compare la solución geotérmica con el empleo de la solución convencional más barata.

Una instalación geotérmica de baja entalpía consta básicamente de los siguientes componentes:

- Dos pozos, uno de producción y otro de inyección.
- Dos bombas, una de extracción del fluido caliente y otra de reinyección de los efluentes fríos.
- Un intercambiador de calor al pie del pozo de producción.
- Una conducción conectada al intercambiador para la transmisión del agua calentada por el fluido geotérmico hasta el consumidor.

En la Figura 5.9 se presenta un esquema de la explotación del agua caliente de un yacimiento geotérmico de baja entalpía

Los principales obstáculos que se oponen a la geotermia de baja entalpía son básicamente tres:

- Grandes inversiones iniciales.
- Bajo rendimiento.
- Imposibilidad de transporte.

El tercero de ellos, quizá el más importante, obliga a que, tanto los núcleos urbanos como las zonas industriales o agrícolas que puedan ser suministradas por esta forma de energía deban estar ubicadas en las inmediaciones del campo geotérmico en explotación, lo cual en la mayoría de los casos no es posible y, por tanto, esta energía no puede ser siempre aprovechada.

## FACTORES AMBIENTALES

La creencia generalizada de que los yacimientos geotérmicos representan una fuente energética no contaminante ha jugado un papel importante respecto al

interés por el desarrollo de esta fuente de energía. En efecto, aunque el conocimiento del impacto ambiental que estas explotaciones pueden ocasionar todavía es incompleto, parece ser que las fuentes geotérmicas ofrecen ventajas ambientales significativas sobre otras fuentes de energía. Sin embargo, se han planteado algunas dudas con relación al equilibrio del medio ambiente, que hasta el momento actual no tienen respuesta, dada la falta de experiencia a alto nivel al respecto. Entre los posibles factores adversos más significativos cabe enumerar:

- Utilización del terreno.
- Influencia sobre el suelo.
- Niveles de ruido.
- Contaminación del aire.
- Uso y contaminación de las aguas.
- Contaminación térmica y efectos climáticos.
- Alteración de ecosistemas.

La explotación de un campo geotérmico tiene un impacto significativo sobre la **utilización del terreno**, ya que requiere la instalación de una considerable infraestructura. La superficie total necesaria para el aprovechamiento de un yacimiento es función, básicamente, de la producción eléctrica de las plantas generadoras, del número y la densidad de los pozos de suministro y de la topografía del lugar.

El impacto ambiental resultante de estas necesidades será, pues, inherente al proceso de explotación, por lo que una buena planificación y administración de la explotación contribuirá de forma significativa a prevenir los efectos adversos.

Las actividades relacionadas con la explotación de las fuentes geotérmicas pueden tener **influencia sobre el suelo**, tanto respecto a su estabilidad como a la influencia que se pueda ejercer sobre las formaciones geológicas profundas. Entre los efectos adversos potenciales más significativos se encuentran la erosión, el hundimiento del terreno y la inducción de actividad sísmica. Aunque

su incidencia no ha sido determinada de forma adecuada, se están realizando las investigaciones pertinentes en los tres aspectos citados para establecer las preventiones adecuadas a estos posibles peligros.

Probablemente, el efecto más generalizado que puede producir una explotación geotérmica son los altos **niveles de ruido**, que se ocasionan tanto durante la perforación como en la operación de la planta. No obstante, el ruido no representa un problema mayor que otros de los mencionados, porque sus efectos están limitados a la zona más inmediata de la explotación. Además, cada vez son más utilizadas diversas técnicas de reducción de ruido, aplicadas a la industria convencional, que también serían utilizables en la explotación geotérmica.

En la producción de energía a partir de una fuente geotérmica se puede producir **contaminación del aire** de dos formas: por salida directa de vapor geotérmico a lo largo de todas las etapas de la explotación y por salida de gases incondensables durante la operación de la planta generadora de electricidad. Ello hace necesario el desarrollo no sólo de técnicas de control, sino de sistemas de eliminación. En este aspecto sería ideal el desarrollo de una tecnología económicamente factible para recuperar productos de desecho que puedan ser útiles. Para impulsar esta solución se debería conceder prioridad al desarrollo de proyectos geotérmicos híbridos, que combinan el aprovechamiento energético con la producción química.

La explotación geotérmica suscita tres cuestiones principales relacionadas con las **fuentes de agua**: contaminación del agua, efectos sobre la hidrología e impacto sobre las disponibilidades locales de agua.

La contaminación del agua puede producirse por la eliminación de los fluidos geotérmicos conteniendo sustancias nocivas. Por su parte, una extracción y eliminación a gran escala de los fluidos geotérmicos puede asimismo alterar tanto la hidrología superficial como la freática de la zona de explotación. Ambos inconvenientes se pueden paliar reinyectando el fluido geotérmico utilizado en el mismo acuífero, cuidando, sin embargo, evitar la fuga de aguas residuales hacia los posibles acuíferos circundantes, presentando este método la ventaja adicional de regenerar el yacimiento primitivo.

Por su parte, el consumo de agua de refrigeración de una instalación geotérmica hace que sea necesario un estudio preliminar del impacto que pueda

tener la explotación energética sobre las disponibilidades locales de agua, para evitar cualquier tipo de perjuicio al respecto.

Asimismo, la explotación geotérmica puede provocar varios tipos de **efectos térmicos y climáticos**. Los más importantes son los causados por la emisión a la atmósfera de calor residual, vapor de agua y dióxido de carbono, procedentes de los pozos, conducciones de vapor y plantas de proceso, aunque por la experiencia de que se dispone, se ha considerado que estos efectos son relativamente insignificantes si se comparan con otros tipos de impacto ambiental.

Por otro lado, la utilización de fuentes geotérmicas puede causar inevitablemente alguna **alteración de los ecosistemas** biológicos naturales en las inmediaciones del lugar de emplazamiento. Un examen minucioso del medio ambiente antes de la explotación ha de ser completado con una observación adecuada para detectar posibles cambios durante el desarrollo de la instalación. La rápida identificación del impacto ambiental puede prevenir un daño ecológico, y la información reunida puede ser de gran valor para su uso en áreas de explotación posteriores, con objeto de proteger convenientemente los sistemas biológicos naturales.

En definitiva, resulta evidente que un abuso indiscriminado de esta energía (igual que todas las demás) podría afectar negativamente el actual equilibrio ecológico, lo cual, en las condiciones actuales y con horizontes a largo plazo no debe suponer un freno a la utilización de las fuentes energéticas de origen geotérmico como complementarias a las de masiva utilización actual.

## LAS POSIBILIDADES GEOTÉRMICAS ESPAÑOLAS

España se ha mantenido en una posición expectante respecto a la energía geotérmica. Se conocía su existencia y los avances conseguidos en otros países, pero no se desarrollaba actividad alguna en este campo, dado que en un mercado de energía barata la geotermia no era suficientemente competitiva para las prestaciones que podía proporcionar. A pesar de ello, en 1975, el Instituto Geológico y Minero de España (IGME) concretó el interés de esta fuente de energía con el *Inventario Nacional de Manifestaciones Geotérmicas*, en el cual se realizó el reconocimiento de todos los puntos termales en territorio nacional

y mediante estudios hidroquímicos, geotermométricos y de análisis se llevó a cabo una evaluación de las posibilidades geotérmicas de las distintas cuencas y áreas geológicas. Como conclusión se elaboró un mapa con las áreas geotérmicas de mayor interés, un resumen del cual se representa en la Figura 5.10.



Figura 5.10: Mapa geotérmico español.

A pesar de los trabajos de prospección geotérmica llevados a cabo por el IGME hasta 1984 en las posibles zonas de alta entalpía, los resultados obtenidos no fueron lo suficientemente satisfactorios como para realizar siquiera instalaciones piloto de aprovechamiento geotérmico. Las únicas actuaciones prácticas se produjeron en 1992, año en que se llevaron a cabo dos instalaciones de baja temperatura, una correspondiente al aprovechamiento geotérmico de un balneario y la otra para alimentar una bomba de calor, ambas en Castilla - La Mancha. Estas instalaciones permitieron una diversificación energética de sólo 443 tep/año. No obstante, se encuentran en ejecución otros proyectos similares que prevén obtener 4.000 tep/año a partir de 1997.

## BIBLIOGRAFÍA

- ALOS, J.M.; *Aprovechamiento y utilización de la energía geotérmica*, Energías Alternativas, Noviembre-Diciembre, 5-14 (1981).
- ANCOCHEA, J., FUSTER, M. y HERNAN, F.; *Recursos energéticos: energía geotérmica*, en *Geología y medio ambiente*, Monografías C.E.O.T.M.A., nº 11, M.O.P.U., Madrid, 219-231 (1981).
- ARAÑA, V.: *La energía geotérmica*, Las Ciencias, 38(2), 18 pp. (1973).
- ARAÑA, V.; *La energía geotérmica, su utilización y su futuro*, Arbor, 351, 59-68 (1975).
- ARAÑA, V. y FUSTER, J.M.; *Estado de los estudios sobre recursos geotérmicos en el área de las Montañas de Fuego (Lanzarote, Islas Canarias)*, Estudios Geológicos, 24, 281-286 (1973).
- BLAIR, P.D., CASSEL, T.A.U. y EDELSTEIN, R.H.; *Geothermal energy. Investment decisions and commercial development*, John Wiley and Sons, London (1982).
- COLLIE, M.J. (ed.); *Geothermal energy. Recent developments*, Noyes Data Corporation, New Jersey (1978).
- DIAZ, I. y PENDAS, F.; *Los recursos geotérmicos*, Ediciones ENADIMSA, Serie 3, nº 2, ENADIMSA, Madrid (1974).
- FUSTER, J.M.; *La energía geotérmica en España, ¿una energía complementaria?*, Boletín Informativo de la Fundación Juan March, Marzo, 3-14 (1980).
- GARNISH, J.D.; *Progress in geothermal energy*, Endeavour, 2(2), 66-71 (1978).
- HERNAN, F.; *Manifestaciones superficiales y anomalías asociadas a campos geotérmicos*, Estudios Geológicos, 32, 275-278 (1976).
- INGENIERIA QUÍMICA (ed.); *Energía geotérmica*, en *Anuario de energía 1980*, Ingeniería Química, Madrid, 629-632 (1980).
- INGENIERIA QUÍMICA (ed.); *Anuario de energía 1994*, Ingeniería Química, Madrid (1994).
- JARABO, F. y FERNANDEZ, J.; *La energía geotérmica*, en *Energías alternativas renovables. ¿Un futuro para Canarias?*, Secretariado de Publicaciones, Universidad de La Laguna, La Laguna, Santa Cruz de Tenerife, 269-202 (1983).
- JARABO, F., FERNANDEZ, J. y BORGES, T.M.; *Energía geotérmica: aprovechamiento, aplicaciones y factores ambientales*, Era Solar, 2, 5-22 (1983).
- MARZAL, F.; *La energía geotérmica: presente y futuro*, Energía, Marzo-Abril, 113-116 (1985).
- McMULLAN, J.T., MORGAN, R. y MURRAY, R.B.; *Energía geotérmica*, en *Recursos energéticos*, Blume, Barcelona, 120-123 (1981).
- MINER (ed.); *Las energías renovables en España. Balance y perspectivas 2000*, Secretaría de Estado de Energía y Recursos Minerales, Ministerio de Industria y Energía, Madrid (1997).
- POSTIGO, L.; *Energía térmica de la Tierra*, en *El mundo de la energía*, Ramón Sopena, Barcelona, 243-255 (1975).
- RINEHART, J.S.; *Geysers and geothermal energy*, Springer Verlag, New York (1980).
- SANCHEZ, J.; *Calefacción geotérmica: breve análisis de algunos aspectos técnico-económicos*, Energías Alternativas, Marzo, 55-59 (1983).
- SCHULTE, S.C.; *Costos para sistemas de energía geotérmica*, Ingeniería Química, Agosto, 57-65 (1979).
- TESTER, J. y GRIGSBY, C.O.; *Geothermal energy*, en *Kirk-Othmer encyclopedia of chemical technology* (3rd. ed.), vol. 11, John Wiley and Sons, New York, 746-790 (1980).
- VARIOS AUTORES; *Energía geotérmica*, en *Energías renovables y medio ambiente*, Monografías C.E.O.T.M.A., nº 16, M.O.P.U., Madrid, 183-238 (1982).
- VARIOS AUTORES; *La energía geotérmica*, Seminario Cívico-Militar de Canarias, Ciclo Cuarto (Energías Alternativas y Ahorro Energético), Tercera Ponencia (Energía Geotérmica y Otras Energías), Santa Cruz de Tenerife, 1-83 (1984).
- VARIOS AUTORES; *Energía geotérmica*, Seminario Sobre Energías Renovables, Universidad Internacional Menéndez Pelayo, Sitges, Septiembre, 102-104 (1985).
- VERZIER, P.; *Energía geotérmica, curso El medio ambiente y la energía*, Universidad Internacional Menéndez Pelayo, Santander, Septiembre (1982).



# CAPÍTULO VI

## ENERGÍA HIDRÁULICA

### EL AGUA Y SU ENERGÍA

**L**a energía del agua o *energía hidráulica* es esencialmente una forma de la energía solar. El Sol comienza el ciclo hidrológico evaporando el agua de lagos y océanos y luego, calentando el aire que la transporta desde un punto a otro de la Tierra. El ciclo continúa cuando el agua cae como precipitación (lluvia, nieve, etc.) sobre la tierra y la energía potencial del agua se disipa en su regreso hacia lagos y océanos a través de grandes distancias sobre tierra firme.

Una corriente de agua contiene dos formas de energía: energía cinética, por la velocidad que lleva, y energía potencial, por su elevación. La energía cinética, en la mayoría de las corrientes no es suficiente como para ser utilizable, por lo que normalmente se trata de explotar la energía potencial entre dos puntos a diferente altura.

La energía potencial contenida en una masa de agua  $m$ , situada a una altura  $h$ , viene dada por la expresión:

$$W = m g h \text{ (Julios)}$$

donde  $g$  es la aceleración de la gravedad ( $9,81 \text{ m/s}^2$ ). Considerando la densidad del agua constante e igual a  $1.000 \text{ kg/m}^3$ , la potencia que puede desarrollar dicha masa de agua se puede expresar como:

$$P = 9,81 Q h \text{ (kW)}$$

siendo  $Q$  el caudal de la corriente ( $\text{m}^3/\text{s}$ ).

La importancia de esta expresión radica en el hecho de que la potencia hidráulica depende tanto del caudal de agua como de su elevación. Esto significa que se puede aprovechar tanto pequeños desniveles por los que circula un gran caudal, como grandes desniveles por los que circula un pequeño caudal.

Las expresiones anteriores se han utilizado para determinar el denominado **potencial bruto de la energía hidráulica** en todo el mundo. Si se considera una superficie media de 153 millones de km<sup>2</sup>, una precipitación media anual de 240 mm (lo que da un volumen de agua de unos 37.000 km<sup>3</sup>) y una altitud media de las tierras emergidas de 800 m, se obtiene una energía anual de unos 80.000 TW/h. No obstante, estudios más detallados reducen este valor a sólo 36.000 TW/h.

Evidentemente, no todo este potencial energético es aprovechable, ya que los caudales de las masas de agua dependen de la pluviometría y ésta varía con la climatología, que no es constante, aunque se pueda determinar un dato de tipo medio a lo largo del año. Asimismo, en la práctica es imposible aprovechar la totalidad del potencial bruto por diversas razones de tipo técnico, topográfico, geológico, etc., definiéndose como **potencial técnicamente aprovechable** el que se puede explotar realmente (con independencia de su coste).

El potencial técnicamente aprovechable a nivel mundial se cifra en unos 9.800 TW/h anuales (el 27% del potencial bruto); en realidad, se producen anualmente 2.200 TW/h, lo que equivale sólo al 22,4% del total aprovechable. Estas cifras indican que la energía hidráulica puede contribuir aún en mucha mayor medida de la que lo está haciendo hoy día como fuente de energía alternativa a los combustibles fósiles.

Este hecho se ve avalado en razón a que la energía potencial del agua es una de las formas más *puras* de la energía disponible: no es contaminante, y puede suministrar trabajo sin producir residuos. Es relativamente fácil de controlar y su rendimiento es muy alto: se puede transformar del 80 al 90% de la energía hidráulica en trabajo útil. Su importancia radica en que aprovecha un recurso renovable, es muy rentable, produce directamente energía mecánica o electricidad (y no calor) a partir de una forma de energía mecánica, y puede obtenerse con dispositivos captadores casi de cualquier tamaño. Debido a todo ello, se han instalado todo tipo de máquinas captadoras de la energía del agua alrededor de todo el mundo, pero no sólo en la actualidad, sino desde hace ya cientos de años.

## EVOLUCIÓN HISTÓRICA DEL APROVECHAMIENTO HIDRÁULICO

Desde la primitiva rueda hidráulica, cuyo esbozo principal es posible que sea la *rueda china de acción*, de eje vertical, hasta la *rueda a reacción*, de eje

horizontal, aparecida a mediados del siglo XIX, han transcurrido unos 4.000 años y, sin embargo, la técnica que presidió la construcción de una y otra avanzó relativamente poco si se tiene en cuenta que la rueda hidráulica fue quizás durante todo este período de tiempo casi el único motor (junto con la energía eólica) con el cual contó la Humanidad.

La primera referencia conocida de un molino de agua es del año 85 a.C., cuando aparece la **rueda hidráulica horizontal**, usada comúnmente para moler cereales y denominada *molino romano*, por ser utilizado durante todo el Imperio Romano. Los primeros modelos eran de **empuje inferior**, es decir, las paletas inferiores estaban sumergidas en la corriente de agua. Posteriormente se desarrolló la rueda de **empuje superior**, que giraba debido a la caída del agua sobre la parte superior de la rueda. Este diseño fue común en toda Europa hasta la Revolución Industrial.

Durante la Edad Media y la época del Renacimiento, los progresos introducidos en la construcción de las ruedas hidráulicas fueron escasos, esporádicos y tardaban en difundirse. A lo largo de varios siglos las ruedas de empuje superior accionaron cuantas máquinas, sencillas o complejas, utilizaron los europeos en sus diversas artes; y las emplean todavía con pequeñas modificaciones con el fin de aumentar su rendimiento, el cual, en las ruedas más perfeccionadas alcanza hasta el 70 o el 80%.

La perfección máxima de las ruedas hidráulicas coincidió con la introducción de las paletas curvas, a mediados del siglo XIX, por Poncelet, aplicando esta técnica a una rueda de empuje inferior. Este modelo representó un notable progreso, pues desarrollaba velocidades periféricas bastante elevadas, sin disminuir por ello su rendimiento.

Durante la Revolución Industrial, el estudio cuidadoso de las características del flujo de agua llevó al desarrollo de las **turbinas**, que lograban transformar la energía del agua directamente en un movimiento circular, sin necesidad de órganos intermedios. La primera turbina fue diseñada por Fourneyron, en 1832, y constituyó un progreso real sobre todos los tipos de ruedas hidráulicas hasta entonces conocidas.

La necesidad de aumentar la velocidad de giro para poder obtener directamente electricidad se dejó sentir a medida que se fueron aprovechando caudales

de agua más grandes, pero de escaso nivel. Los esfuerzos encaminados en este sentido cristalizaron en 1848 en la turbina a reacción diseñada por Francis.

Actualmente este tipo de turbina a reacción es el más difundido en el mundo y fue concebida, como todas las turbinas a reacción, para aprovechar grandes masas de agua de niveles relativamente bajos, es decir, para aprovechar caídas pequeñas, igual que la de Fourneyron, a la cual aventaja en rendimiento y velocidad.

Posteriormente, en 1880, se resucitó con éxito la vieja rueda hidráulica, mejorándola considerablemente y transformándola en una turbina de impulsión. Se trata de la turbina Pelton, que comparte con la de Francis y la de Kaplan el extenso dominio del campo de aplicaciones de las turbinas hidráulicas.

La turbina de Kaplan, que hizo su aparición en 1906, es apta para cualquier carga y potencia de caída; en 1926 comenzó a difundirse su empleo, por lo que aumentó rápidamente su potencia, dimensiones y rendimiento, el cual oscila entre el 93 y el 95%.

De esta forma se ha llegado al aprovechamiento máximo, por lo que a la máquina se refiere, de la energía contenida en el agua. Los modernos sistemas captadores de energía operan con estas turbinas, que permiten obtener rendimientos óptimos.

## EMPLAZAMIENTO DE SISTEMAS HIDRÁULICOS

Al considerar la posibilidad de instalar un sistema de aprovechamiento hidráulico hay que estudiar dos parámetros, el caudal disponible y el desnivel que se puede alcanzar, que permiten evaluar el potencial extraible.

El caudal de un curso de agua varía según las estaciones y de un año a otro, por lo que el caso ideal sería disponer de medidas de caudal durante un largo período de tiempo, lo que se puede lograr con datos pluviométricos. Se podrá así dimensionar la instalación de forma que funcione a pleno rendimiento la mayor parte del tiempo.

El desnivel máximo vendrá impuesto por el terreno, pero es necesario determinar el desnivel que proporciona la rentabilidad óptima, ya que un gran

desnivel obligará a utilizar largas canalizaciones, mientras que si sólo se dispone de un pequeño desnivel, éste obligará a la construcción de un embalse para aumentarlo.

Cuando existe una **gran altura de caída** (superior a 100 - 150 m), en la mayoría de los casos debida a un curso de agua en el que el lecho baja con una pendiente fuerte o en cascada, los trabajos de emplazamiento de las conducciones suelen ser importantes. Se recogen las aguas río arriba en el punto más alto y se llevan mediante canalizaciones hasta el sistema captador, situado en la parte baja de la pendiente. En general, los caudales son bajos, pero se compensan con el elevado desnivel.

Cuando se trata de aprovechar una **caída mediana** (entre 20 y 100 m), la obra a realizar es similar a la del caso precedente, pero con mayor anchura de la canalización, para acoger caudales de agua más elevados.

En las **pequeñas caídas** (de 5 a 20 m, o incluso inferiores a 5 m), el sistema captador de la energía está cercano o en el mismo lugar de la toma de agua. Se necesita una importante obra para crear un depósito de retención o "embalse", con objeto de lograr una caída conveniente para la alimentación del dispositivo de captación. Los caudales suelen ser elevados y la velocidad del agua, reducida.

Así pues, el emplazamiento de un dispositivo hidráulico exige el estudio previo de dos sistemas, las **conducciones** y los **diques**, que permitirán que el agua llegue en las condiciones óptimas al sistema captador de energía.

## Conducciones

Todo sistema hidráulico requiere un dispositivo para llevar el agua desde la corriente hasta el sistema captador, independientemente de la existencia o no de un embalse.

Básicamente, existen dos maneras para transportar el agua: bien a través de un canal abierto o bien, bajo presión, por el interior de un tubo. En cualquier caso, estas canalizaciones deben ser lo más rectas y lisas posibles, para reducir al mínimo las pérdidas por fricción, y han de poseer un sistema para regular el caudal (compuertas o válvulas).

Un **canal** es simplemente una hendidura excavada en la tierra que mantiene un nivel de agua en su interior prácticamente constante. Esto permite transportar agua a baja velocidad con un mínimo de pérdidas por altura. Los canales se utilizan más frecuentemente para el riego que para instalaciones hidráulicas, aunque ambos aspectos, energía y agricultura, frecuentemente son compatibles.

La otra alternativa para hacer fluir el agua es su transporte a presión por el interior de una **tubería**. Este tipo de conducción puede utilizarse en un amplio rango de condiciones: desde grandes volúmenes a baja presión, hasta pequeños volúmenes a alta presión. Por ello, es importante encontrar el diámetro y el espesor adecuados de tubería para manejar el caudal necesario sin gastos superfluos o excesivas pérdidas de carga.

En resumen, el primer paso en el establecimiento de un sistema de energía hidráulica es conseguir que el agua llegue con la mayor energía posible al sistema captador, para que el rendimiento global sea máximo.

## Diques

Con objeto de aumentar al máximo el potencial técnicamente aprovechable, suele ser necesario (aunque a veces no imprescindible) la construcción de un embalse, cuya misión se puede resumir en tres puntos

- Canalización del flujo de agua hacia el dispositivo captador de energía.
- Almacenamiento de la energía de la corriente de agua.
- Elevación del nivel del agua para aumentar la cantidad de energía disponible.

El embalsado del agua se consigue construyendo un **dique** o presa, cuyas características principales de diseño se contemplan en la siguiente relación:

- Facilidad de construcción, considerando la anchura de la corriente y la estabilidad del suelo.
- Maximización del volumen de agua susceptible de ser almacenada en el embalse sin dañar el equilibrio natural.

- Minimización de la distancia entre el dique y el captador hidráulico, con objeto de disminuir la dificultad y el coste de transportar el agua.
- Localización de un desnivel de terreno óptimo.

El problema fundamental de la construcción de un dique es la prevención de las filtraciones de agua a su través o por debajo del suelo. Normalmente, el dique se construye sobre pilares implantados en el suelo o sobre un firme de rocas. El lecho de la corriente y los alrededores del dique han de estar limpios de todo tipo de vegetación y de materiales sueltos, de forma que se pueda conseguir un sellado firme entre el dique y sus cimientos.

Existen dos tipos principales de diques: los diques de terraplén y los diques de hormigón.

Los **diques de terraplén** se construyen con tierra cubierta de grava y piedras, y son los de realización más barata, pues requieren menos mano de obra. Consisten en un núcleo central de tierra, que resiste la presión del agua, cubierto a ambos lados por capas de los mismos materiales. Son adecuados para casi todos los terrenos, pues no necesitan valles de paredes y fondos especialmente robustos. Una zanja profunda rellena de arcilla compacta o de hormigón impide que el agua se infiltre por debajo de la presa (Figura 6.1).

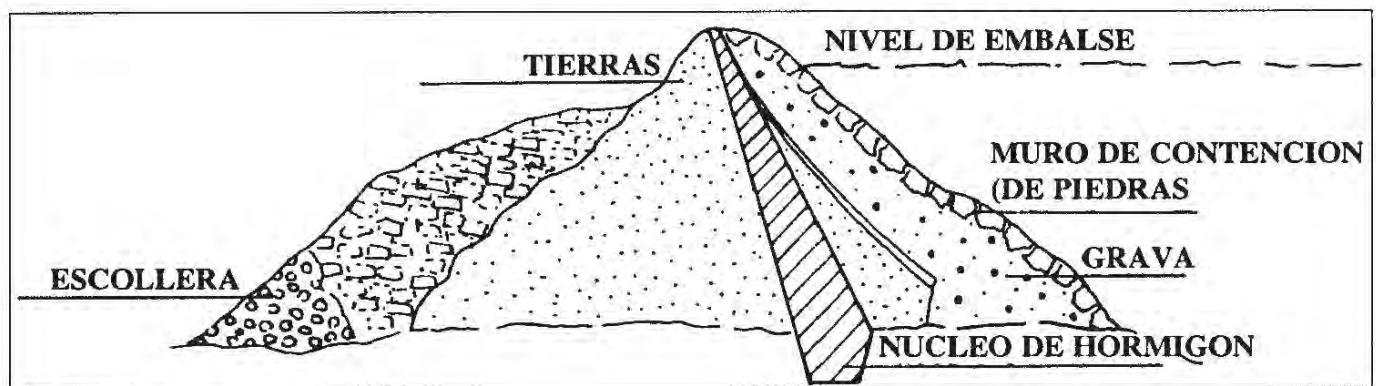


Figura 6.1: Dique de terraplén.

La ventaja de este tipo de presa es que puede ser utilizada tanto para grandes construcciones (a este tipo pertenecen las presas más altas del mundo) como para sistemas muy pequeños. A este respecto cabe citar algunas variantes del dique de terraplén para pequeñas construcciones, como son el *dique de troncos* (Figura 6.2.a) y el *dique de piedras* (Figura 6.2.b).

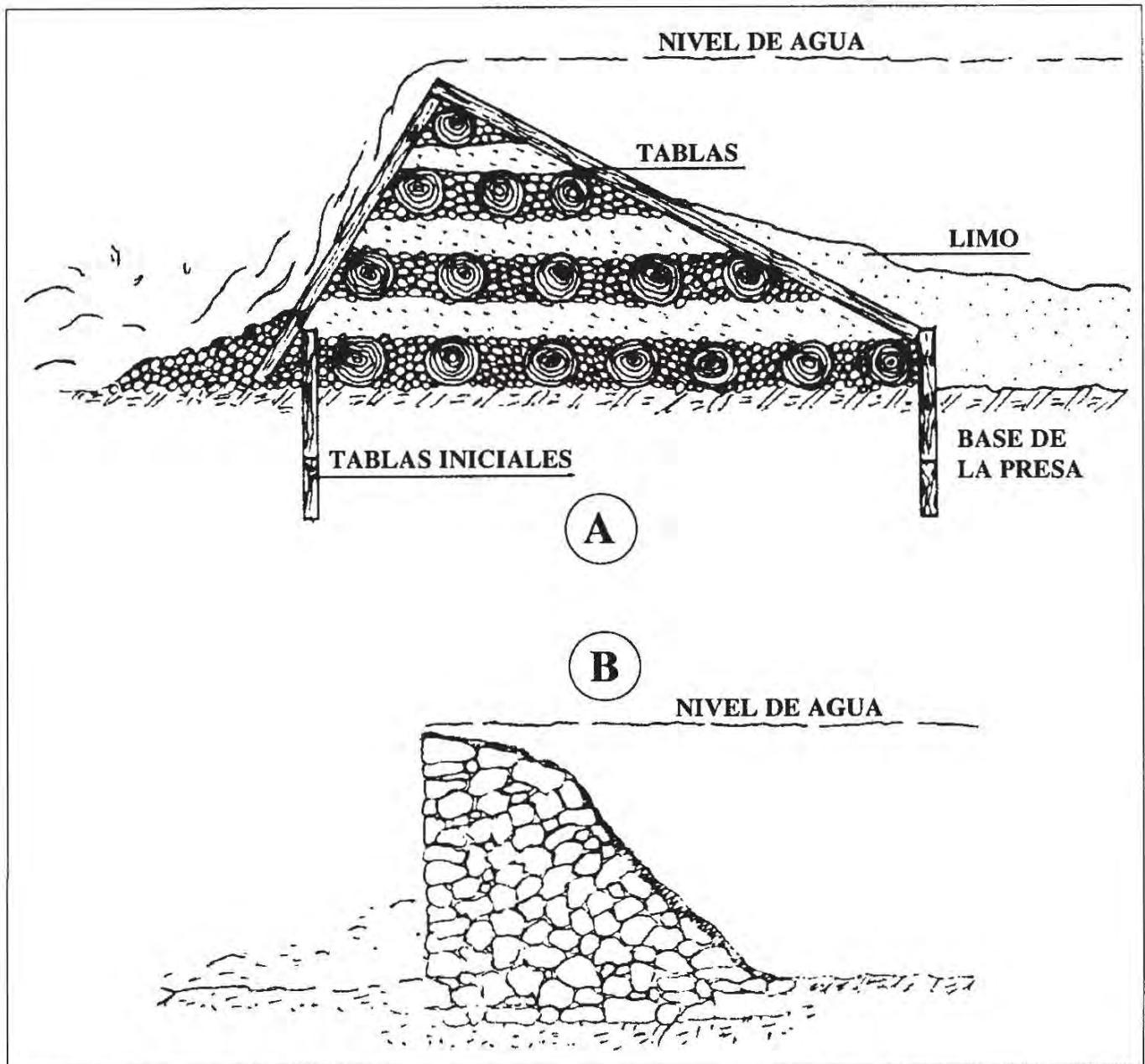


Figura 6.2: Diques para pequeños embalses: A) Dique de troncos. B) Dique de piedras.

El dique de troncos es muy económico en zonas forestales, ya que sólo requiere para su construcción de troncos de árboles, planchas de madera y piedras. La estabilidad de los diques de piedras descansa en su masa, de tal forma que sólo debe tener una altura correspondiente a unos 2/3 de su anchura. Esto se debe a que el centro de presión (punto de aplicación de la resultante de las fuerzas provocadas por la presión) está en el primer tercio de la sección transversal del dique y el centro de gravedad debe estar en el punto adecuado para evitar que el dique *vuelque*.

El **dique de hormigón** más sencillo es la *presa de gravedad* (Figura 6.3.a): resiste el empuje del agua almacenada gracias a su propio peso. Son rectilíneos y

su sección es triangular; exigen para su construcción gran cantidad de materiales, con lo que es cara, sobre todo si su altura y longitud son grandes. El volumen del material empleado se reduce construyendo contrafuertes (Figura 6.3.b).

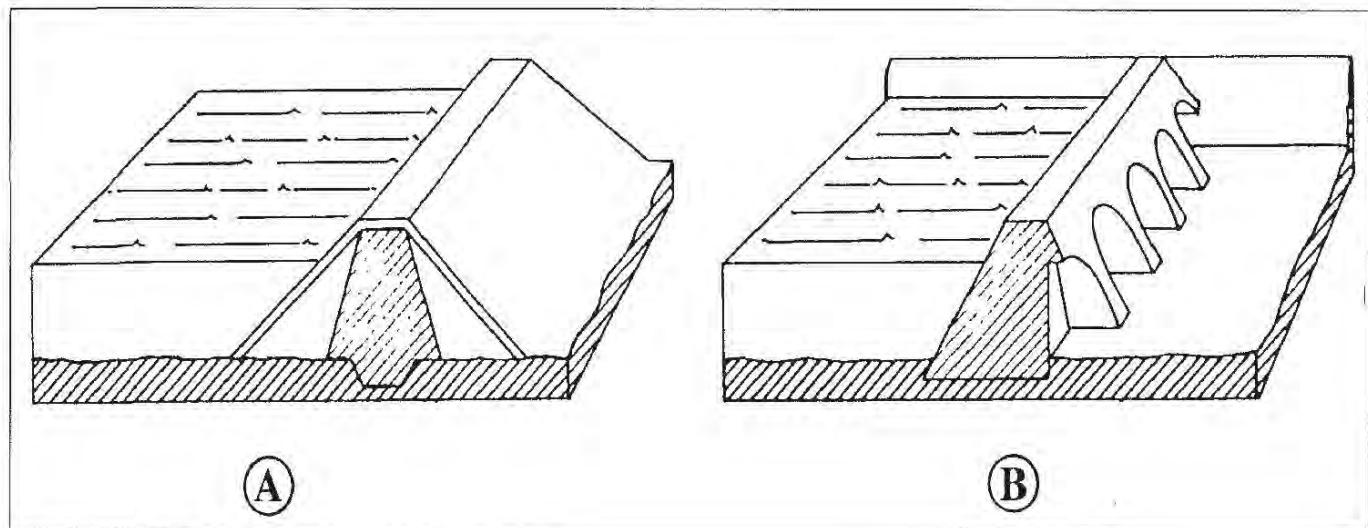


Figura 6.3: Presa de gravedad: A) Construcción normal. B) Construcción con contrafuertes.

Para las grandes instalaciones se prefieren, por las razones antes expuestas, las *presas de arco* o de bóveda sencilla (Figura 6.4.a), que es un muro de relativamente poco espesor, pero convexo hacia el agua, de tal forma que el hormigón, poco resistente a la tensión, esté siempre en compresión.

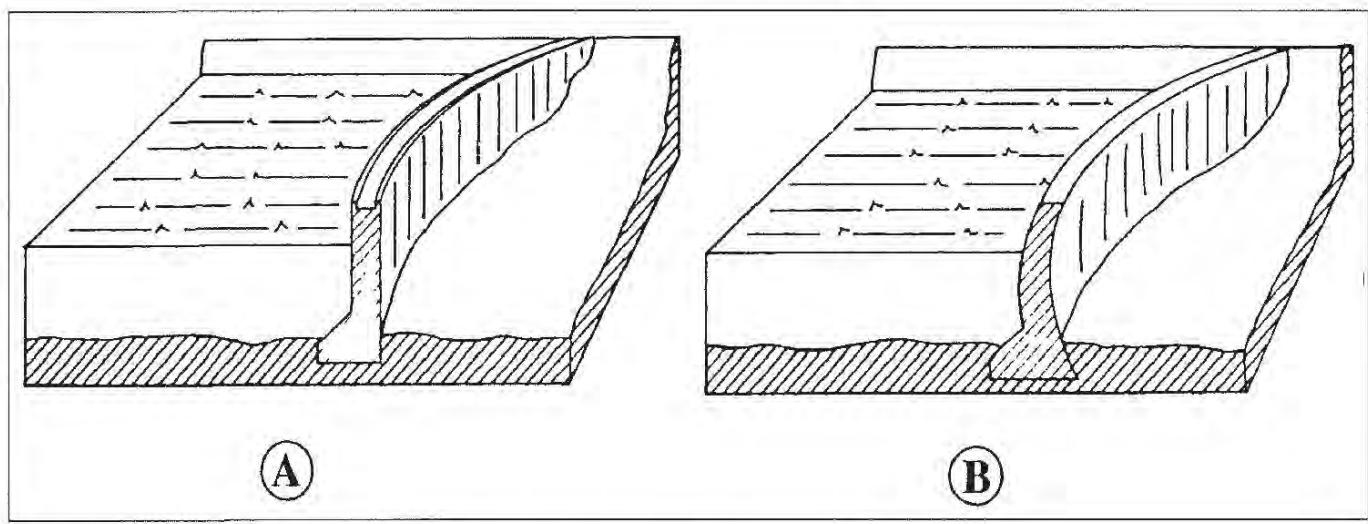


Figura 6.4: Presas convexas: A) Presa de arco. B) Presa de cúpula.

Este tipo de diques se levantan siempre en un punto en el que el lecho del río se reduce mucho; los extremos del arco de la presa se apoyan sólidamente en las rocas que bordean el río, las cuales contrarrestan y equilibran con su rigidez el tremendo empuje del agua.

El tipo más delgado de presa, con el hormigón también en compresión, es la *presa de cúpula* o de doble curvatura, cuya sección transversal es también convexa (Figura 6.4.b).

Finalmente, es necesario destacar que todo dique debe permitir el escape del exceso de agua en épocas de fuertes avenidas, sin que éstas causen erosión en su obra. El excedente se suele eliminar de una de las tres siguientes formas:

- A través de un aliviadero, cuya boca está a un nivel más bajo que la cima del dique.
- Mediante un pozo de desagüe que desciende verticalmente desde el interior del embalse.
- Por un túnel o canal de desagüe que va desde la orilla del embalse hasta el pie del dique.

En el caso de diques pequeños, se puede diseñar toda la estructura con un rebosadero superior.

## **SISTEMAS CAPTADORES DE LA ENERGÍA HIDRÁULICA**

La elección del dispositivo captador es el punto crítico de decisión al construir un sistema de aprovechamiento hidráulico. Los principales factores que determinan esta elección son, en general, los siguientes:

- Caudal.
- Desnivel.
- Localización.
- Condiciones del suelo.
- Longitud de las conducciones.

- Condiciones del agua.
- Generación de energía.
- Costes y mano de obra.
- Materiales.
- Mantenimiento.

Como ya se ha visto al estudiar la evolución histórica del aprovechamiento hidráulico, las máquinas captadoras de la energía del agua se pueden clasificar en dos grandes grupos, según su principio de funcionamiento: ruedas hidráulicas y turbinas. A continuación se estudiarán las bases de operación de cada uno de ellos y sus posibilidades de aplicación en función de las necesidades de potencia utilizable.

## Ruedas hidráulicas

Las ruedas hidráulicas son dispositivos captadores particularmente útiles para generar energía mecánica. Esta energía se extrae del eje de la rueda y se conecta, mediante etapas multiplicadoras (la velocidad de giro en el eje suele estar comprendida entre 2 y 12 rpm) a la maquinaria que se quiere impulsar: muelas, bombas de agua u otro tipo de herramientas ligeras (taladros, sierras, prensas, etc.). Aunque las ruedas hidráulicas se pueden utilizar para generar electricidad, sus bajas velocidades de rotación hacen que la transformación de la energía mecánica en eléctrica sea difícil y costosa.

La ventaja de las ruedas, frente a las turbinas, está en que pueden operar en lugares donde existen grandes fluctuaciones de la corriente de agua que, por supuesto, provocarán cambios en la velocidad de giro de la rueda. Otro factor favorable de las ruedas hidráulicas es que son muy resistentes y limpias, no necesitando demasiada protección contra hierbas, ramas y demás objetos que suele arrastrar una corriente de agua.

El diseño básico (y de concepto más simple) de una rueda hidráulica corresponde a la clásica **rueda de empuje inferior** (Figura 6.5.a) que funciona por acción directa del agua contra las paletas. En el choque que se produce, el

agua cede parte de su energía cinética a las paletas sumergidas total o parcialmente en la misma agua y esta energía es la que, transportada al eje de la rueda por sus elementos rígidos, la impulsan y obligan a girar.

El rendimiento de esta máquina es muy reducido (alrededor del 10%); para aumentarlo se puede encauzar el agua para aumentar su velocidad al llegar a las paletas, con ayuda de una canalización. Sin embargo, las pérdidas más significativas de energía de este dispositivo son debidas a la colisión y a la turbulencia originada por la misma al entrar en contacto el agua con las paletas. El cambio en la forma de éstas (de planas a curvadas) sugerido por primera vez por Poncelet, aumenta considerablemente el rendimiento de esta máquina.

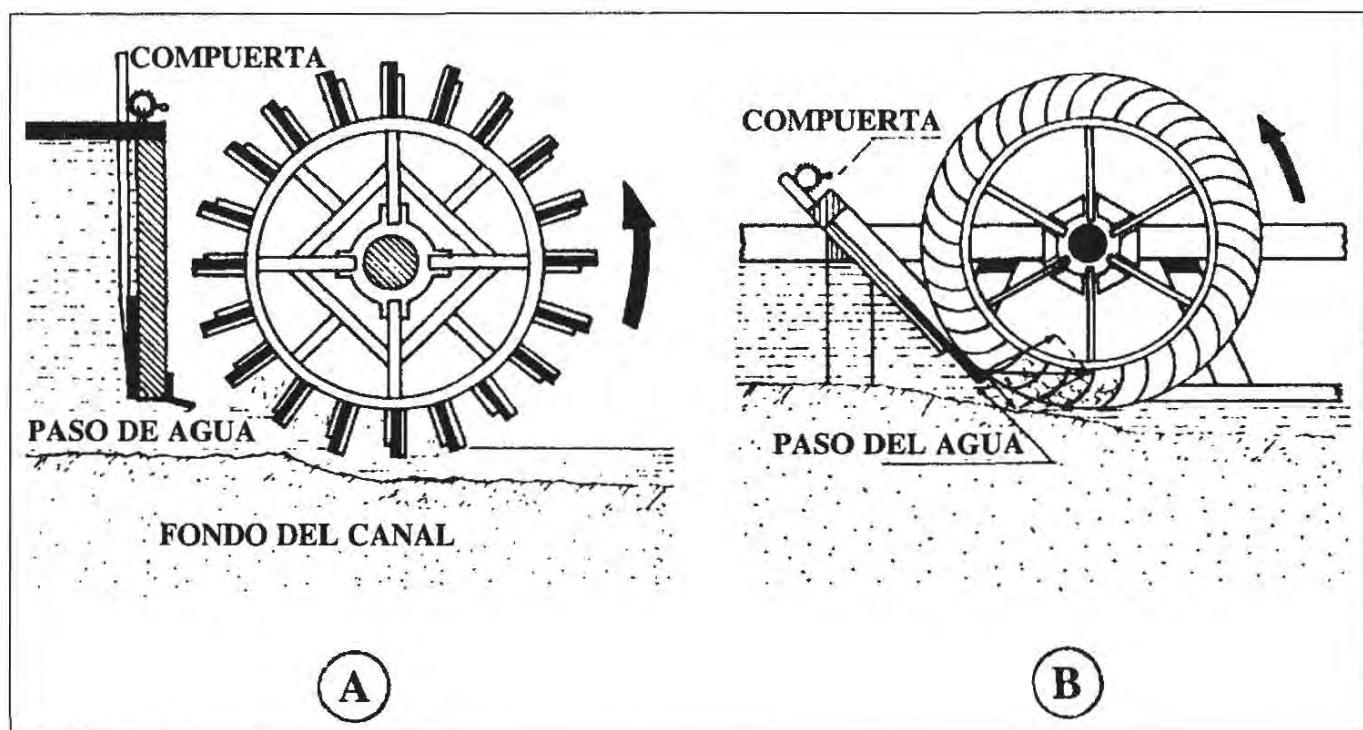


Figura 6.5: Ruedas hidráulicas de empuje inferior. A) Clásica. B) Poncelet.

La **rueda Poncelet** (Figura 6.5.b) es adecuada para pequeños saltos de agua, de 0,5 a 3 m, y con caudales de agua de 0,5 a 3 m<sup>3</sup>/s. Para lograr buenos rendimientos (del orden del 60 al 75%), este tipo de rueda debe tener un diámetro tres o cuatro veces mayor que la altura del salto, por lo que sus dimensiones pueden oscilar entre 2 y 12 m. La rueda se sumerge en el agua entre 0,3 y 1 m y la longitud de las paletas ha de ser de 0,3 a 0,5 veces el radio de la rueda.

Las **ruedas hidráulicas de empuje superior** son accionadas por el peso del agua que cae dentro de unos cajones que recogen sucesivamente el agua de un

canal superior (Figura 6.6). El peso del agua recogida arrastra a la rueda en su caída; los cajones se vacían en un canal de descarga a medida que llegan a la parte inferior y son remontados de nuevo por la rueda.

Este dispositivo es más adecuado para saltos de agua entre 3 y 10 m y caudales comprendidos entre 0,05 y 1  $\text{m}^3/\text{s}$ . Su eficacia está comprendida entre el 70 y el 80% y para su correcto funcionamiento se ha de dirigir la corriente de agua hacia la rueda por un canal, en cuyo extremo hay una compuerta ajustable para que el chorro de agua golpee a la rueda a una velocidad de 2 a 3 m/s. Un buen diseño implica que la profundidad de los cajones oscile entre 0,25 y 0,5 veces el radio de la rueda.

La denominada **turbina Pelton** es una rueda hidráulica que puede desarrollar velocidades de giro suficientemente altas (alrededor de 1.000 rpm) como para poder ser utilizada en la generación de electricidad, llegando a ser su eficacia de hasta el 93%.

Se trata de una rueda de gran resistencia mecánica, con un anillo saliente en su periferia; sobre éste y dispuestas simétricamente, dos piezas (cucharas) fuertemente sujetas a la superficie, puesto que han de soportar el choque de un potentísimo chorro de agua (Figura 6.7).

Las cucharas sustituyen en la rueda Pelton a las palas de las antiguas ruedas hidráulicas, estando perfectamente pulidas y calculadas para que aprovechen lo mejor posible la energía del agua que choca contra ellas; reciben el agua en un sentido y la expulsan en sentido contrario,

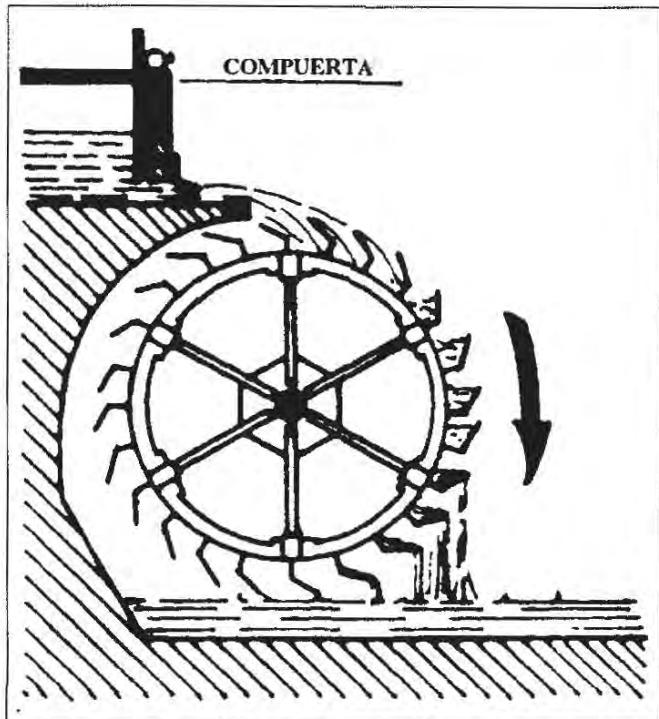


Figura 6.6: Rueda hidráulica de empuje superior.

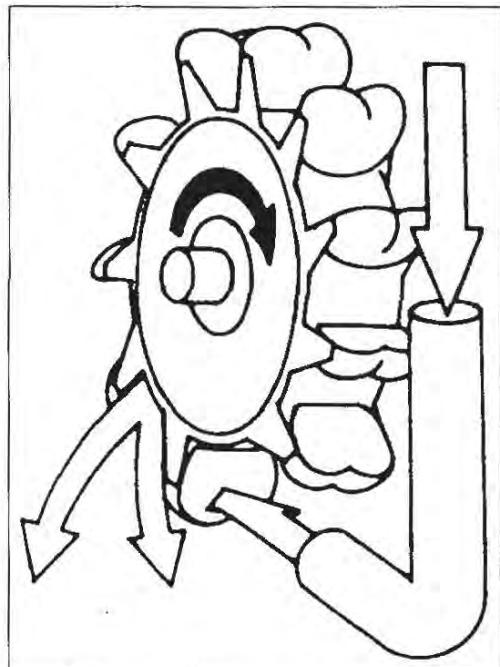


Figura 6.7: Turbina Pelton.

haciéndola girar, pues, un ángulo de 180°. La presión del agua es incrementada por una boquilla que además hace adoptar al agua la forma de un cono hueco que se transforma en un cilindro macizo, cuyo eje coincide exactamente con el filo de la rueda de cucharas.

Aunque necesita un caudal de agua muy bajo (desde 30 l/s), su velocidad y presión han de ser altas, para producir un buen rendimiento; esto implica una altura mínima de agua de 25 m, por encima de la cual, las variaciones de flujo no reducen significativamente la eficacia.

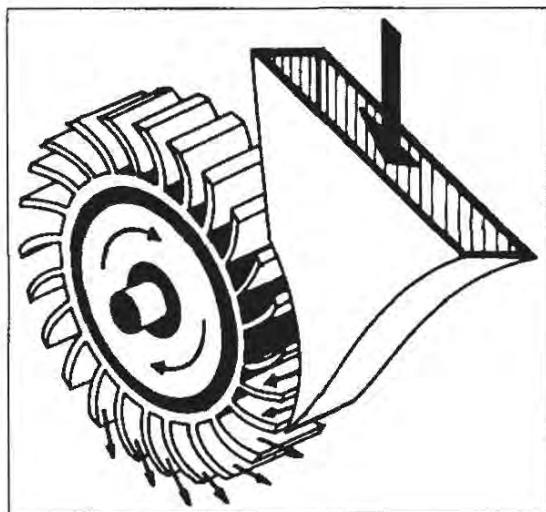


Figura 6.8: Turbina Michell.

La llamada turbina Michell (o turbina Banki) también es una rueda hidráulica de gran velocidad, de diseño parecido al de la turbina Pelton (Figura 6.8). Su rendimiento es inferior, alrededor del 80%, pero su construcción es más sencilla, ya que no ha de soportar presiones tan altas como la turbina Pelton. Aunque también se puede utilizar para generar electricidad, al ser su velocidad de giro inferior a la de la rueda Pelton, no suele ser recomendable para este fin. No obstante es la máquina hidráulica más barata para utilizar en un rango de alturas entre 5 y 30 m.

Tanto la turbina Pelton como la Michell se clasifican generalmente dentro de la denominación de *turbinas de impulsión*, probablemente debido a que desarrollan altas velocidades de rotación. Aquí se han considerado como *ruedas hidráulicas*, dejando la denominación de turbinas para aquellos dispositivos cuyo funcionamiento está basado en el principio físico de la reacción (y totalmente sumergidas en el agua), es decir, lo que en la bibliografía se conoce generalmente como *turbinas de reacción*.

## Turbinas hidráulicas

Las turbinas son máquinas en las que se aprovecha directamente la fuerza del agua, mediante la reacción que ésta produce en un dispositivo de paletas helicoidales. En las turbinas hidráulicas se utiliza la energía de caída del agua, pero ésta actúa sobre las paletas constantemente en el mismo sentido, de manera

que si penetra por la circunferencia exterior de la rueda sale por la interior, o viceversa; por este método se aprovecha casi totalmente la energía del agua. Además, el agua penetra sobre todas las palas simultáneamente (están todas sumergidas en el agua), y no sólo sobre un número parcial de ellas, como ocurre en el caso de las ruedas hidráulicas.

El principio de la reacción en que se basan las turbinas se puede visualizar con el aparato denominado *molinete hidráulico* (Figura 6.9): suspendiendo por un punto un recipiente lleno de agua y de cuya parte inferior arrancan dos tubos acodados dirigidos en sentidos opuestos, el recipiente gira tanto más rápidamente alrededor de su punto de suspensión, cuanto más alto sea el nivel del agua en el recipiente (transformación de energía potencial en cinética sin necesidad de órganos intermedios).

Una turbina consta de tres elementos bien diferenciados: el conducto o canal de admisión, que termina en un distribuidor de paredes perfiladas, cuya misión es encauzar el agua hasta el elemento móvil, y el rodete portador de álabes, perfilados de manera que absorban todo lo posible la energía cinética del agua.

Las turbinas bien reguladas tienen una eficacia muy alta (hasta del 95%) y giran a muy altas velocidades (superiores a 1.000 rpm), lo que las hace ideales para la generación de corriente eléctrica. Cada unidad se suele diseñar para un rendimiento máximo en función de una altura y de un caudal determinados, por lo que cualquier variación en estos parámetros reduce sustancialmente su eficacia. Se pueden compensar estas variaciones con paletas regulables, a costa de aumentar apreciablemente su coste.

Uno de los tipos de turbinas más utilizados es la **turbina Francis** (Figura 6.10). En ella el agua penetra por la periferia y sale por la parte central de la rueda motriz, según el radio de ésta. Se emplea

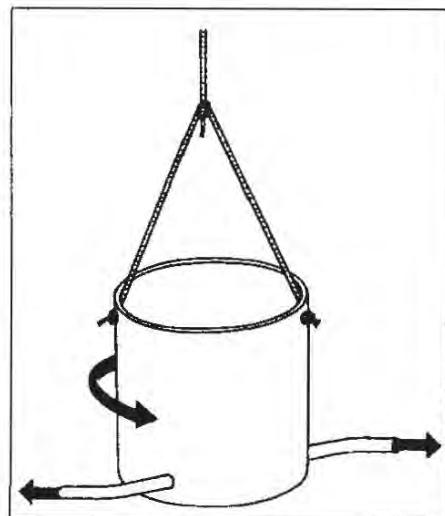


Figura 6.9: Molinete hidráulico: principio de la turbina.

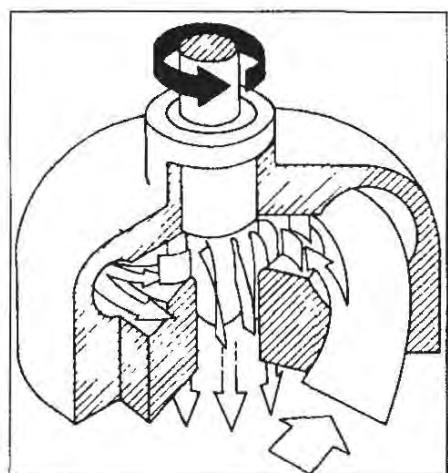


Figura 6.10. Turbina Francis.

principalmente en caídas medias, siendo su rendimiento de alrededor de un 90%.

Una modificación de este sistema es la **turbina Kaplan** (Figura 6.11), en la que se ha eliminado el distribuidor y se ha reducido el rorete a una simple hélice de cuatro o cinco palas, en un principio rígidamente unidas a un eje, o bien, en los diseños más avanzados, de inclinación variable respecto a éste, en consonancia con la carga, velocidad de giro, etc. La hélice está encerrada en una cámara

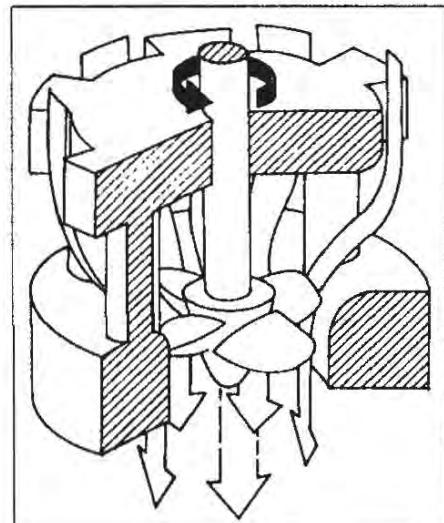


Figura 6.11: Turbina Kaplan.

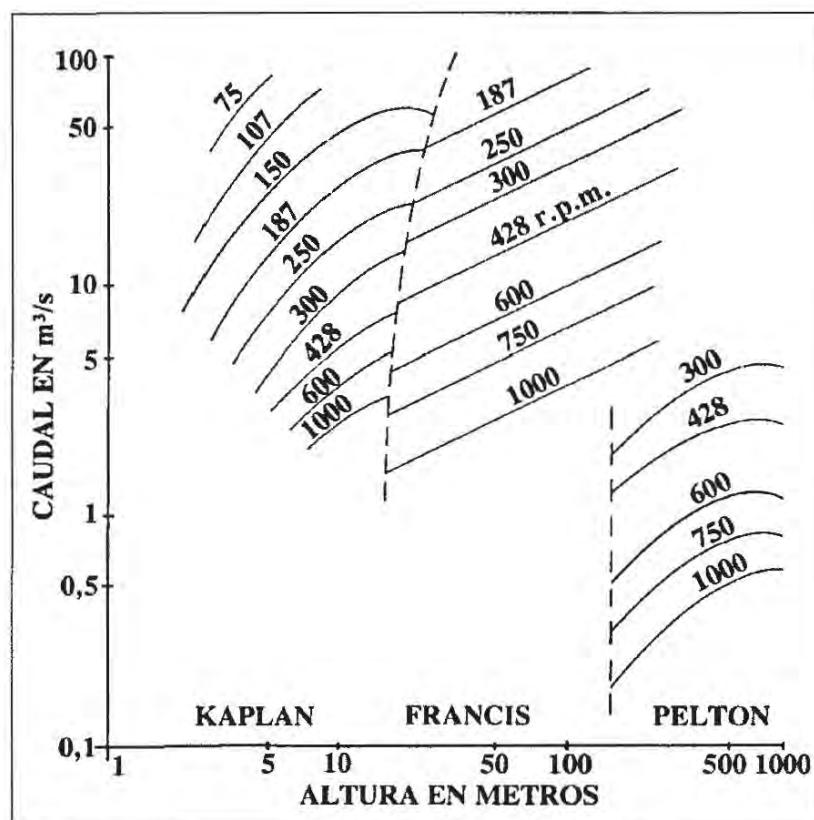


Figura 6.12: Margenes de utilización de turbinas hidráulicas.

cilíndrica o espiral, por cuya parte superior llega el agua.

Esta turbina, aunque es apta para cualquier caudal y altura de caída, se suele utilizar con rendimientos óptimos (en algunos casos, de hasta el 95%) para pequeñas caídas de agua (hasta 20 m).

Un resumen de las características principales de las turbinas más utilizadas actualmente (Pelton, Francis y Kaplan) se muestra en la gráfica de la Figura 6.12.

## UTILIZACIÓN DE LA ENERGÍA HIDRÁULICA

La generación de electricidad a partir de la fuerza hidráulica es un fenómeno relativamente reciente y que hoy día constituye su principal aplicación, habiéndose construido centrales hidroeléctricas de hasta 12.600 MW, que proporcionan 75 millones de MW/h anuales (central de Itaipu, en el río Paraná, Brasil/Paraguay, puesta en marcha de 1983).

Dejando a un lado las grandes instalaciones hidroeléctricas, resulta bastante evidente que las velocidades de operación de los sistemas hidráulicos, principalmente las ruedas, no alcanzan generalmente las velocidades requeridas para operar un generador, que requiere una velocidad de giro específica para producir un voltaje y una frecuencia constantes.

Para una corriente de 50 H, la entrada mínima a un generador bipolar es de 3.000 rpm; los generadores tetrapolares son algo más costosos, pero operan a 1.500 rpm. También son utilizables generadores de 6 y 8 polos (1.350 y 750 rpm, respectivamente), pero son más difíciles de adquirir y su coste es bastante alto.

No obstante, en los últimos años se ha mejorado notablemente el diseño de las turbinas (principalmente las de tipo Kaplan) para poder utilizarlas con muy pequeñas caídas de agua para generar electricidad. Así, existen modelos que con alturas comprendidas entre 2 y 5 m proporcionan de 20 a 150 kW, e incluso con alturas de 1 a 5 m, pueden generar de 3 a 35 kW, si bien en este caso su rendimiento límite es del 55%. Se suele hablar en este ámbito de *microcentrales hidroeléctricas*.

Al mismo tiempo que se están desarrollando estas turbinas, crece la necesidad de dispositivos menos costosos y que se encuentren más fácilmente disponibles. Las **bombas centrífugas**, funcionando en marcha invertida, haciendo las veces de turbinas, son una alternativa excelente y ofrecen bastantes ventajas:

- Dan buenos rendimientos como turbinas.
- Se encuentran fácilmente disponibles en una amplia gama de tamaños y configuraciones.
- Llevan varias generaciones de adelanto a las turbinas convencionales en cuanto a la reducción de costes.
- Son menos complicadas, más fáciles de instalar y mantener, y más sencillas de manejar.
- Las piezas de repuesto se encuentran normalmente disponibles debido al gran número de equipos de bombeo ya instalados y en servicio.

- El coste de una bomba puede ser de hasta la mitad del coste de una turbina hidráulica convencional pequeña.

Respecto a las grandes centrales hidráulicas, los problemas fundamentales que presenta su conexión a la red de distribución eléctrica no son específicamente de tipo técnico, sino principalmente de optimización y adecuación a la demanda de consumo. Por ello, los estudios han estado dirigidos en los últimos años hacia el desarrollo de centrales hidroeléctricas reversibles, basadas en el concepto del almacenamiento de agua por bombeo.

## CENTRALES HIDRÁULICAS REVERSIBLES

En la producción de electricidad con las centrales hidráulicas convencionales, centrales rígidas, se presenta el problema de las diferencias de consumo entre las horas del día y de unos días a otros.

Hasta hace poco este problema se resolvía haciendo que las centrales rígidas suministrasen la potencia base, complementando las horas punta con grupos más flexibles: centrales hidroeléctricas con embalse, turbinas de gas o turbinas diesel.

Si la electricidad fuese acumulable fácilmente, los desfases entre producción y consumo se resolverían fácilmente: los grupos productores podrían funcionar con potencia constante, igual a la de óptimo rendimiento. En las horas valle, o de bajo consumo (generalmente de noche), el excedente de producción se almacenaría en unos acumuladores y más tarde, en las horas punta, de alto consumo, el déficit de potencia se suministraría gracias a aquéllos.

Pero ésto no es posible más que en pequeñas instalaciones, pues para las potencias que se manejan en un mercado eléctrico, esta solución no es viable. Ante este panorama, la posibilidad de acumular energía por medio de bombeo hidráulico ha venido a resolver el problema.

La potencia excedente en los períodos de poco consumo se utiliza en mover unas bombas que toman agua de un embalse construido en la parte inferior de la central hidroeléctrica y la elevan al embalse propio de la central,

a un nivel superior. Al cesar los excedentes, cesa inmediatamente el bombeo y se invierten los términos; el déficit de potencia se resuelve haciendo bajar el agua acumulada previamente a través de las turbinas, con lo que se completa el ciclo.

Este ciclo, en realidad, suele ser más complicado, pues los fines de semana los sobrantes de energía son mayores, no sólo en las horas nocturnas, sino también en el resto de las horas. Entonces, el bombeo se prolonga, para lo cual los embalses han de ser mayores; en compensación, como hay más agua almacenada, se va repartiendo entre los días hábiles de la semana, incrementando la potencia.

La doble operación de bombeo y turbinado se puede realizar con grupos reversible binarios, compuestos por una turbina y un alternador, susceptibles ambos de girar en sentido inverso, absorbiendo energía en vez de producirla. Aunque estos sistemas plantean serios problemas técnicos de parada e inversión del sentido de giro (golpes de ariete), éstos han sido resueltos por varios procedimientos y en pocos minutos se puede conseguir pasar de bombeo a turbinado, y viceversa.

Obsérvese que una central reversible tiene un doble valor: suministra una potencia adicional en horas punta y permite absorber la excedente en horas bajas. El segundo aspecto es el más importante, ya que permite aprovechar un excedente de energía.

Evidentemente, la reversibilidad consume energía, pues de la suministrada para el bombeo existen pérdidas de rendimiento en las bombas: por cada kW/h producido de forma hidráulica se consumen hasta 1,5 kW/h para el bombeo. No obstante, las centrales reversibles se justifican funcional y económicamente por las siguientes razones:

- Son las únicas que permiten absorber energía sobrante, lo que representa una gran ventaja en los mercados eléctricos.
- Convierten energía sobrante de horas valle en energía de horas punta; la transformación de calidad que ésto supone y la plusvalía correspondiente, justifican por sí mismas el consumo de energía para el bombeo.
- Gracias a la reversibilidad se consigue una garantía de la potencia instalada, pues el funcionamiento de la central se hace independiente de

los caudales naturales, ya que para disponer de éstos en horas punta, basta haber bombeado previamente, lo que representa una valiosa adecuación entre la demanda de consumo y la oferta.

En definitiva, las centrales hidráulicas reversibles o de acumulación por bombeo son muy aptas, no sólo para cubrir las puntas y absorber excedentes de energía, sino como centrales de reserva para sustituir cualquier grupo que quede fuera de servicio de forma imprevista, sin ningún gasto inútil, ya que pueden entrar en funcionamiento casi instantáneamente.

## EL POTENCIAL HIDRÁULICO ESPAÑOL

La pluviometría de España peninsular puede cifrarse en unos  $350 \text{ km}^3/\text{año}$  ( $700 \text{ mm}$  de precipitación media anual para una superficie de  $500.000 \text{ km}^2$ ) para un año de pluviometría media. Según estos datos, España no se puede considerar como un país seco, lo que ocurre es que la distribución de estos recursos es muy desigual en cuanto al tiempo y al espacio.

La desigualdad en el tiempo es consecuencia del carácter torrencial de sus ríos, con grandes fluctuaciones de sus caudales a lo largo de los diferentes épocas del año. La irregularidad en el espacio resulta bien patente si se considera que la escorrentía o recurso potencial (aproximadamente el 30% de la pluviometría) varía de unas cuencas a otras de 1 a 13: las cuencas del Norte producen más de la tercera parte de la aportación de los ríos en el 10% de la superficie del país, mientras que el 90% restante no presenta una situación tan favorable en cuanto a recursos hidráulicos y ya entra dentro de la categoría de región semiárida.

Se ha estimado que el potencial hidráulico bruto español es alrededor de  $162.000 \text{ GW/h}$  en año hidráulico medio, mientras que el potencial técnicamente explotable asciende en las mismas condiciones a  $61.000 \text{ GW/h}$  (38% del bruto). Por otra parte, el potencial en explotación actual es de unos  $37.000 \text{ GW/h}$  anuales (23% del bruto o 61% del técnicamente explotable).

En la actualidad, el consumo eléctrico total español es de unos  $140.000 \text{ GW/h·año}$ , por lo que puede afirmarse que más de un 25% del mismo es de origen hidroeléctrico. A este respecto conviene recordar que, con anterioridad

a 1960, la producción hidroeléctrica anual suponía más del 80% de la producción eléctrica total. En la década de los años sesenta comenzó a descender dicho porcentaje, llegando en la de los años setenta a producirse por primera vez el hecho de que dicho porcentaje se mantuviese por debajo del 50%.

La importante disminución de la producción hidroeléctrica respecto de la total eléctrica, no se debió, ni se debe, al agotamiento de los recursos hidráulicos disponibles en España, sino a motivos económicos, ya que para las empresas eléctricas resultaban más rentables las centrales térmicas convencionales que las hidroeléctricas, pero no debido a razones reales, sino a la distorsión creada por los precios a los que se facturaban los combustibles destinados a la producción eléctrica, notablemente inferiores a los de coste, y a las importantísimas compensaciones por el combustible consumido, lo que creó un verdadero proteccionismo a las centrales térmicas.

Después de la drástica subida de los precios del petróleo a partir del año 1973, se intentó lanzar un programa de construcción de nuevos aprovechamientos hidroeléctricos mediante una *Acción Concertada* (1975). Las centrales incluidas en este plan sumaban una potencia adicional de 11.000 MW, con una producción media anual de 12.700 GW/h. Sin embargo, estos programas se han realizado sólo en muy pequeña proporción, debido a que los escasos alicientes ofrecidos inicialmente se fueron recortando y no llegaron a compensar los obstáculos económicos, sociales y administrativos que se oponen a la realización de los aprovechamientos hidroeléctricos posibles.

Los recursos hidroeléctricos aún sin utilizar en España son considerables (una producción media anual de 24.000 GW/h), lo que no quiere decir que sea económicamente conveniente el desarrollo de la totalidad de este potencial energético, existiendo, por otra parte, diversos condicionamientos que pueden obstaculizar su desarrollo. Una parte no demasiado importante de este potencial tendría que ser utilizado mediante pequeñas centrales o *minicentrales hidráulicas*, incluyendo en esta denominación a aquéllas de potencia inferior a los 10 MW.

Evidentemente, como consecuencia de la intensa actividad en la política hidroeléctrica de años pasados, los mejores emplazamientos desde los puntos de vista técnico y económico ya han sido utilizados. El potencial aún instalable presenta, en general, una gran dispersión de pequeñas centrales que parece poco

sugestiva. Sin embargo, se conservan presas y canales de numerosos molinos antiguos y pequeñas centrales que se han abandonado por haberse deteriorado la maquinaria o por no ser económicamente soportables los gastos del personal necesario para mantenerlas. Así pues, podría ser conveniente modernizar y automatizar las pequeñas centrales hidroeléctricas en servicio, evitando su abandono por ser antieconómica su explotación, al mismo tiempo que se estudia la posibilidad de reequipar con maquinaria normalizada viejos aprovechamientos hidroeléctricos cuya obra civil se conserve en condiciones aceptables.

El estudio realizado en 1980 por la *Comisión de Estudio de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas* consideró factible que la potencia instalable en nuevas minicentrales y modernización de las recuperables sería de unos 1.950 MW, lo que equivaldría a una cantidad de energía anual de 10.500 GW/h. Teniendo en cuenta que en algunos tramos de río existen solapamientos, al considerar que son aprovechables por pequeñas y medianas centrales, resultaría, por tanto, que la potencia aprovechable por las minicentrales no sobrepasaría los 7.000 GW/h·año.

El *Plan de Minicentrales* puesto en marcha en 1983 dio un primer impulso a este tipo de instalaciones, cuyo número creció al aplicarles los criterios de los dos primeros Planes de Energías Renovables (PER-86 y PER-89). La potencia instalada anualmente ha ido creciendo progresivamente, pasando de 30 MW instalados en 1986 a 110 MW instalados en 1992. Este gran avance ha sido posible gracias a las acciones de promoción de la administración pública y las ayudas concedidas al sector, tanto nacionales como comunitarias. Se ha conseguido así disponer en 1997 de 1.414 MW de potencia minihidráulica instalada.

La tecnología minihidráulica está muy consolidada en España, siendo la industria nacional autosuficiente y de alta calidad. La tendencia actual evoluciona hacia la automatización integral de las instalaciones y el uso progresivo de equipos normalizados.

Respecto a las centrales de bombeo, en España se han venido utilizando desde 1929, tanto en forma de bombeo puro (dos embalses sin aporte exterior de agua) como las centrales mixtas con bombeo (con aportaciones fluviales). Actualmente hay instalada en España una potencia hidráulica convencional y mixta de unos 14.000 MW, mientras que la potencia instalada de bombeo puro es de unos 2.700 MW.

En resumen, los recursos hidroeléctricos aún sin utilizar, aunque considerables, no pueden resolver por sí solos el abastecimiento energético de España, pero pueden contribuir a reducir la importación de combustibles y especialmente a proporcionar la potencia necesaria para asegurar la cobertura de las variaciones de la demanda.

## BIBLIOGRAFÍA

- ALEMANY, J.; *Energía hidráulica*, en *Las otras energías*, Editorial HMB, Barcelona, 132-149 (1982).
- ANONIMO; *Centrales y minicentrales hidráulicas e hidrología*, Energía, Julio-Agosto, 29-35 (1982).
- CLEGG, P.; *Water power*, en *New low-cost sources of energy for the home* (5th. ed), Garden Way Publishing, Charlotte, Vermont, 132-151 (1978).
- COTILLON, J.; *L'hydroelectricité dans le monde*, Electricité de France, Direction de L'Equipement, documento X 03, Paris, 27 pp. (1978).
- DEL CAMPO, A.; *La energía hidráulica en España. Situación actual y perspectivas*, Boletín Informativo de la Fundación Juan March, Febrero, 3-15 (1980).
- DROZ, S.; *Les microcentrales hydroélectriques: principe et pratique*, Electricité de France, Direction de L'Equipement, documento W 13, Paris, 37 pp. (1980).
- INGENIERIA QUIMICA (ed.); *Recursos hidráulicos*, en *Anuario de Energía 1980*, Ingeniería Química, Madrid, 514-532 (1980).
- INGENIERIA QUÍMICA (ed.); *Anuario de energía 1994*, Ingeniería Química, Madrid (1994).
- JARABO, F. y FERNANDEZ, J.; *La energía hidráulica*, en *Energías alternativas renovables. ¿Un futuro para Canarias?*, Secretariado de Publicaciones, Universidad de La Laguna, La Laguna, Santa Cruz de Tenerife, 303-309 (1983).
- MERRIL, R. y GAGE, T. (eds.); *Water*, en *Energy primer* (2nd. ed.), Dell Publishing, New York, 100-119 (1978).
- MINER (ed.); *Las energías renovables en España. Balance y perspectivas 2000*, Secretaría de Estado de Energía y Recursos Minerales, Ministerio de Industria y Energía, Madrid (1997).
- NEUMANN, C.A.; *Desarrollo económico de sistemas hidroeléctricos eficientes*, Energía, Enero-Febrero, 115-119 (1985).
- POSTIGO, L.; *Energía hidráulica*, en *El mundo de la energía*, Ramón Sopena, Barcelona, 277-311 (1975).
- SALMADOR, F.; *Minicentrales hidroeléctricas*, Energía, Julio-Agosto, 29-35 (1982).
- STEADMAN, P.; *Energía hidráulica a pequeña escala*, en *Energía, medio ambiente y edificación*, Hermann Blume, Madrid, 220-228 (1980).
- STONER, C.H. (ed.); *Water power*, en *Producing your own power*, Vinatage Books, New York, 61-102 (1975).
- THUILLIER, P.; *¿Una serrería hidráulica del siglo IV?*, Mundo Científico, 4(37), 676-678 (1984).
- VALLARINO, E.; *Acumulación por bombeo*, Semana del Viento (1as. Jornadas sobre Energía Eólica), Junta de Canarias, Santa Cruz de Tenerife, Marzo, 19 pp. (1982).
- VARIOS AUTORES; *Energía hidráulica*, en *Energías renovables y medio ambiente*, Monografías C.E.O.T.M.A., nº 16, M.O.P.U., Madrid, 295-351 (1982).
- WORTHINGTON; *Utilización de bombas como turbinas hidráulicas*, Energía, Julio-Agosto, 77-82 (1984).



# CAPÍTULO VII

## ENERGÍA DEL MAR

### FUENTES ENERGÉTICAS DE ORIGEN MARINO

**A**nualmente inciden sobre la superficie del planeta alrededor de 600 millones de TW/h en forma de energía solar. A pesar de que esta energía es intermitente y de baja densidad, comparada con los sistemas energéticos convencionales, las cifras involucradas respecto a los océanos (superficie: 361 millones de km<sup>2</sup>; volumen: 1.370 millones de km<sup>3</sup>) llevan a una acumulación energética en el mar bastante superior a las necesidades energéticas mundiales actuales.

Dado que los océanos actúan tanto como sistemas captadores como de acumuladores de energía, muestran, a su vez, varias facetas respecto al aprovechamiento de ésta, que van desde los gradientes térmicos y salinos hasta el movimiento del agua, a las cuales hay que añadir el fenómeno de las mareas, resultante de la combinación de la rotación de la Tierra y la atracción gravitacional que sobre ella ejercen el Sol y la Luna.

Tanto las interacciones entre el mar y la atmósfera como la circulación general del aire en ella, inducen vientos costeros y vientos en alta mar, que transportan enormes cantidades de energía, pudiendo ésta ser captada más fácil y eficazmente que en tierra firme, ya que las pérdidas por rozamiento sobre el mar son apreciablemente menores.

Algunas zonas marítimas parecen ser también privilegiadas para la producción de varias especies de biomasa por medio de la fotosíntesis, biomasa transformable en energía a través de los procesos ya ampliamente estudiados.

En resumen, los procesos naturales que permiten la conversión de la energía del mar en energía útil son los siguientes:

- Mareas: 3 millones de MW.
- Gradientes térmicos: 40.000 millones de MW.
- Olas: 2,5 millones de MW.
- Vientos oceánicos: 20 millones de MW.
- Bioconversión: 10 millones de MW.
- Corrientes marinas: 5 millones de MW.
- Gradientes salinos: 1.400 millones de MW.

Los valores indicados de disipación de potencia son los encontrados normalmente en la bibliografía, obtenidos de datos generalmente incompletos, por lo que es necesario considerarlos con cautela. Asimismo, las fechas de viabilidad técnica de las tecnologías asociadas al aprovechamiento de las fuentes de energía citadas se extienden desde 1977 para la energía de las mareas, hasta el año 2000 para los gradientes salinos. Sin embargo, las fechas de viabilidad social, es decir, de aceptación política e industrial del concepto así como de un nivel de contribución significativo a las necesidades energéticas, se estiman comprendidas entre el año 1990 para la energía de las mareas y el 2050 para los gradientes salinos.

Se estudiarán a continuación las tres primeras fuentes indicadas en la relación anterior (mareas, gradientes térmicos y olas), por ser las que, hasta ahora, han recibido más consideración; la energía de los vientos y la de la biomasa ya se han tratado en los capítulos correspondientes. Por su parte, el futuro de las corrientes y los gradientes salinos como fuentes de energía parece incluso hoy día bastante lejano.

Como estos recursos energéticos no tienen aún una aplicación comercial digna de mención (salvo casos muy específicos), se analizará cada uno de ellos estableciendo su cuantificación y posibilidades de aprovechamiento. Igualmente se estudiarán los diversos sistemas de conversión, valorando las diferentes opciones en cuanto a investigación y desarrollo, así como sus perspectivas de futuro.

## LA ENERGÍA MAREMOTRIZ

Se entiende por marea el movimiento periódico y alternativo de ascenso y descenso de las aguas del mar, producido por las acciones del Sol y de la Luna.

La marea es un fenómeno puramente astronómico y ninguna otra causa interviene en su formación; sin embargo, no cabe duda de que hay otros factores terrestres que la alteran, a veces profundamente, por lo que no pueden dejar de ser tenidos en cuenta. Así, la desigual superficie de mares y tierras (en proporción 3:1), su reparto geográfico, los accidentes del fondo y la costa, los fenómenos meteorológicos y otros factores, contribuyen en gran medida a que la intensidad real de las mareas sea, en muchos sitios, bastante mayor que la máxima teórica.

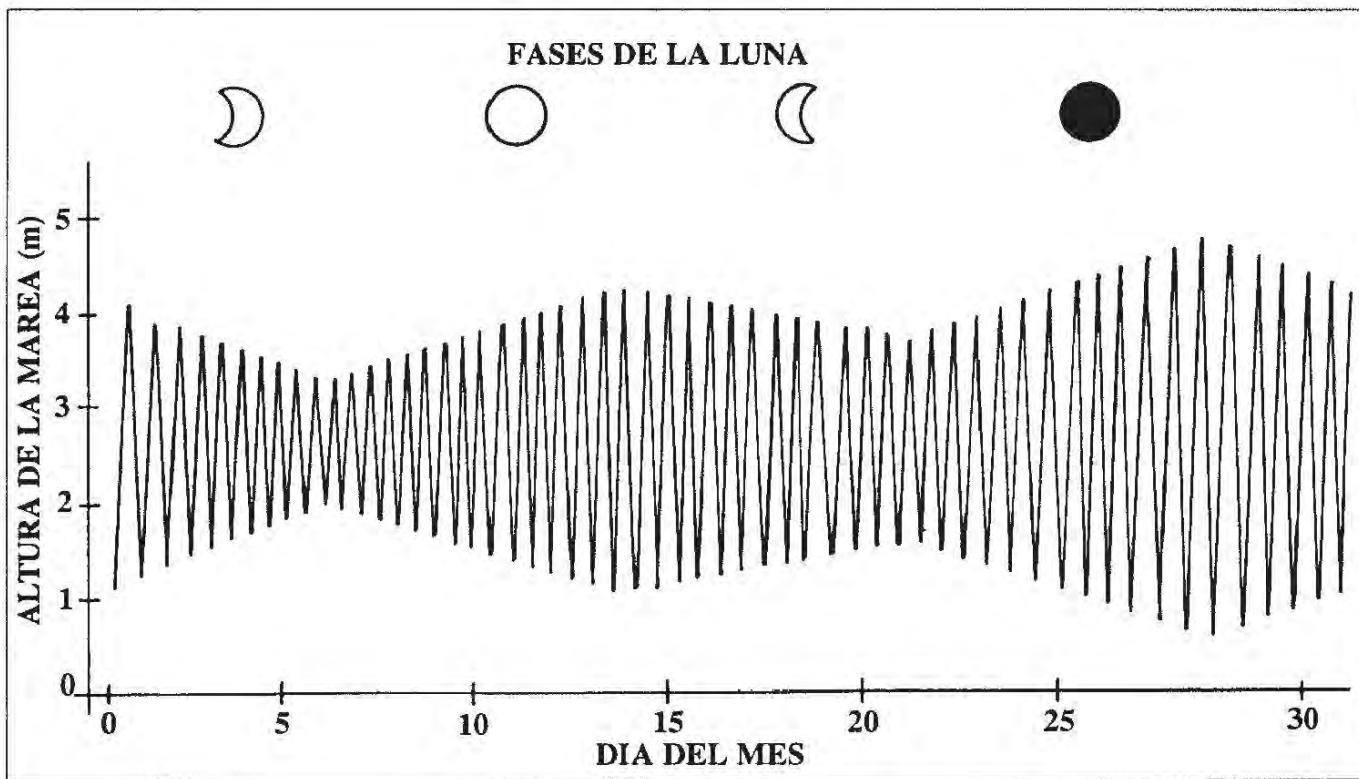


Figura 7.1: Variación mensual de la marea con una curva regular semidiurna.

Así, aunque la diferencia entre los niveles más alto y más bajo (*amplitud de la marea*) en mitad del océano es de apenas 1 m, en algunos puntos del globo llega a alcanzar hasta los 15 m. Por otro lado, también existe una gran diferencia entre la variación periódica de las pleamaras y bajamaras, cuya separación

temporal entre dos momentos en que se produce el mismo fenómeno se denomina *margen de la marea*. En la mayoría de los lugares del mundo, la marea varía aproximadamente con un ciclo de 12 h 50 min, cambiando de forma sinusoidal en un ciclo de 14 días (Figura 7.1). Sin embargo, hay lugares donde la pleamar y la bajamar se producen cada día a la misma hora, mientras que hay otros donde se produce una sola pleamar cada 24 horas.

Queda patente así, la complejidad del fenómeno de las mareas que, aunque en apariencia sea una de las manifestaciones más potentes de la Naturaleza, en realidad está provocada por fuerzas de muy pequeña intensidad.

## Antecedentes históricos

La utilización de la energía de las mareas, o energía maremotriz, consiste simplemente en separar un estuario del mar libre mediante un dique y aprovechar la diferencia de nivel mar-estuario. Desde la antigüedad es conocida esta técnica, que ya fue aplicada para mover los primitivos molinos de marea egipcios.

El desarrollo histórico de estos molinos fue semejante al de los molinos hidráulicos, pero las limitaciones geográficas y sus dificultades inherentes impidieron su uso generalizado. En el siglo XIII ya funcionaban algunas ruedas maremotrices en Inglaterra, habiendo operado con un cierto éxito a lo largo de los siglos; una de las últimas fue retirada del servicio activo en 1956.

En el siglo XVIII tanto en Europa (Francia) como en la costa oriental de los EE.UU. aparecen varias instalaciones destinadas a moler grano o especias. Incluso entre los años 1835 y 1939 se registraron en EE.UU. unas 280 patentes referidas a la utilización de la energía de las mareas, pero al igual que sucedió con otras fuentes energéticas renovables aprovechadas desde la antigüedad, el interés decreció ostensiblemente al producirse la electricidad a bajo coste en las centrales térmicas.

Sin embargo, la energía obtenible de las mareas se ha seguido estudiando, evaluando y discutiendo, realizándose los primeros estudios en profundidad en Francia, ex URSS, Canadá y EE.UU. a partir del año 1920.

Por fin, en la década de los años sesenta, es cuando se alcanzan los primeros resultados prácticos en la construcción de las centrales maremotrices,

con la del estuario del Rance (Francia, 1966) y la de la bahía de Kislaya (ex URSS, 1968). Existe asimismo cierto número de pequeñas centrales en la República Popular China, todas ellas de poca entidad.

A raíz de las crisis energéticas se ha vuelto a prestar una gran atención a esta fuente de energía, polarizándose el interés de los investigadores en las posibilidades del río Severn (Gran Bretaña) y en la bahía de Fundy (EE.UU. - Canadá), entre otros proyectos de menor envergadura.

## Potencial energético de las mareas: centrales maremotrices

Aunque se ha calculado la potencia total disipada por las mareas a nivel mundial en unos 3 millones de MW, el límite máximo de aprovechamiento disponible viene impuesto por la disipación de la energía en mares poco profundos y en los estuarios alrededor de las costas. Así, este límite se ha estimado en 1 millón de MW, pero probablemente el potencial real sea menor, ya que no es fácil encontrar un estuario o accidente geográfico adecuado, no sólo por su extensión, sino por la amplitud de la marea en dicha zona, que debe ser como mínimo de 4 a 5 m.

En efecto, una central maremotriz requiere, fundamentalmente, contener el agua en un depósito artificial durante la pleamar y soltarla durante la bajamar. Al igual que en las centrales hidroeléctricas, el agua pasa a través de unas turbinas para generar electricidad.

La forma más simple de construir este depósito artificial es levantando un dique de contención en la parte estrecha del estuario. Si  $S$  es la superficie del depósito y  $h$  la amplitud de la marea, la cantidad teórica de energía extraible por ciclo de marea (unas 12 horas) se ha deducido teóricamente, llegándose a la expresión:

$$W = \frac{\rho g S h^2}{2} \text{ (Julios)}$$

donde  $\rho$  es la densidad del agua (aproximadamente  $1.000 \text{ kg/m}^3$ ) y  $g$  la aceleración de la gravedad ( $9,81 \text{ m/s}^2$ ). Así, se puede calcular la producción energética teórica diaria (dos ciclos de marea) de un estuario determinado como:

$$W = 2,73 \cdot 10^{-3} S h^2 \text{ (kW/h)}$$

Por razones técnicas, el rendimiento probable de las centrales maremotrices no superará el 25%, por lo que el potencial aprovechable es considerablemente menor que el disponible, habiéndose cifrado aquél del orden de los 15.000 MW (un 1,5% del total disponible en las costas). Ello se debe, como ya se ha indicado, a que sólo hay un número limitado de lugares en todo el mundo (Figura 7.2), donde las condiciones de la marea son adecuadas para su explotación, ya que se requieren circunstancias muy especiales de acumulación en bahías en las que la fricción del agua crea un desnivel suficiente para permitir el paso de aquélla a través de unas turbinas por gravedad.

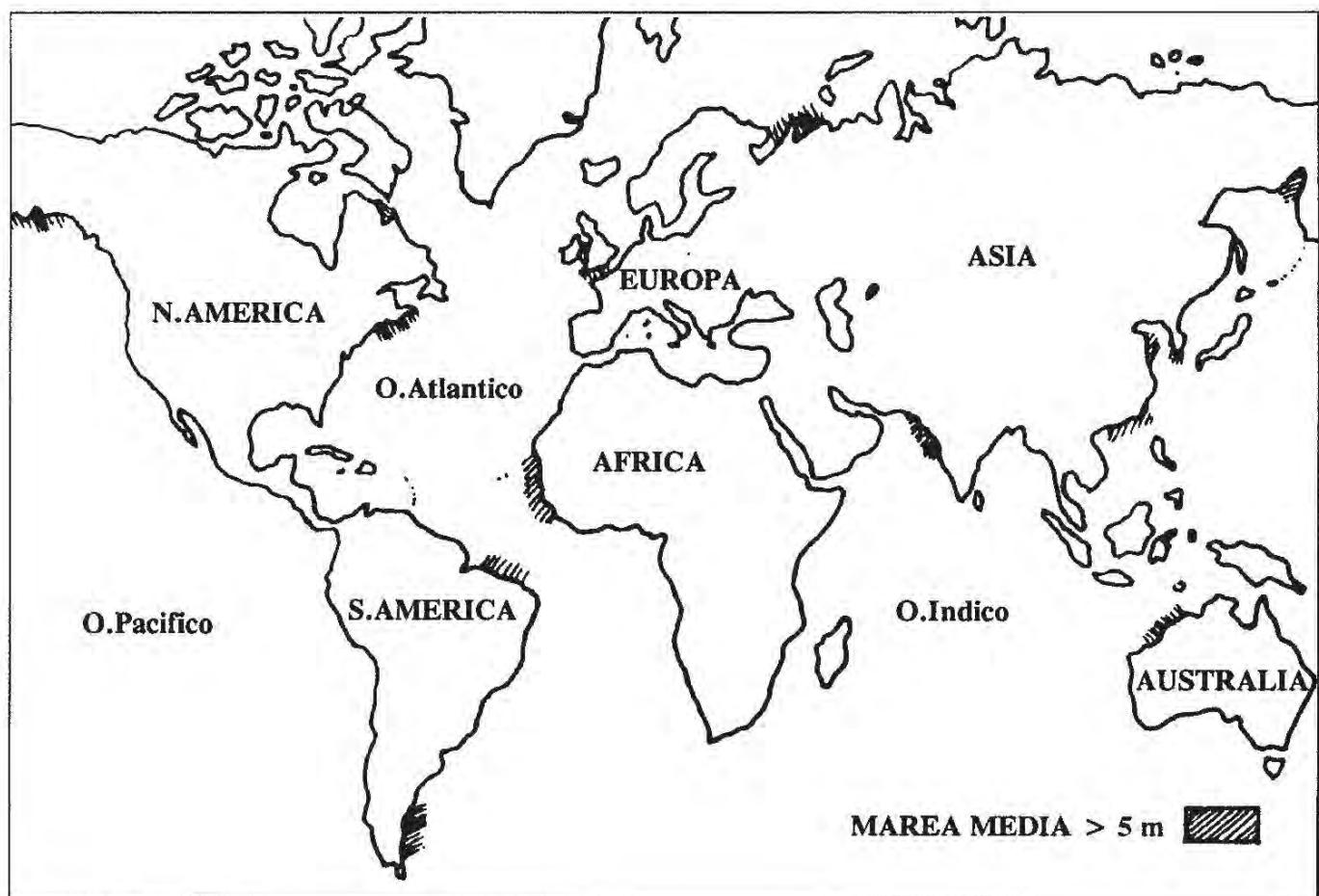


Figura 7.2: Principales emplazamientos potenciales para centrales maremotrices.

El funcionamiento de una central maremotriz es posible de varias maneras: ciclos elementales o múltiples (embalse único o múltiple con presas intermedias) de simple o doble efecto (llenado y/o vaciado), pudiéndose combinar las instalaciones anteriores con sistemas de almacenamiento por bombeo de agua del mar.

La forma más sencilla de operar una central maremotriz es mediante un **ciclo elemental de efecto simple**, que se realiza con un solo estuario, donde está situado

el dique y las turbinas, fluyendo el agua en un solo sentido: del estuario al mar. En la pleamar, se cierra el estuario de forma que, al bajar la marea, se establece una diferencia de niveles de agua, entrando en funcionamiento la turbina hasta que, debido a la siguiente marea, los niveles se igualan (Figura 7.3).

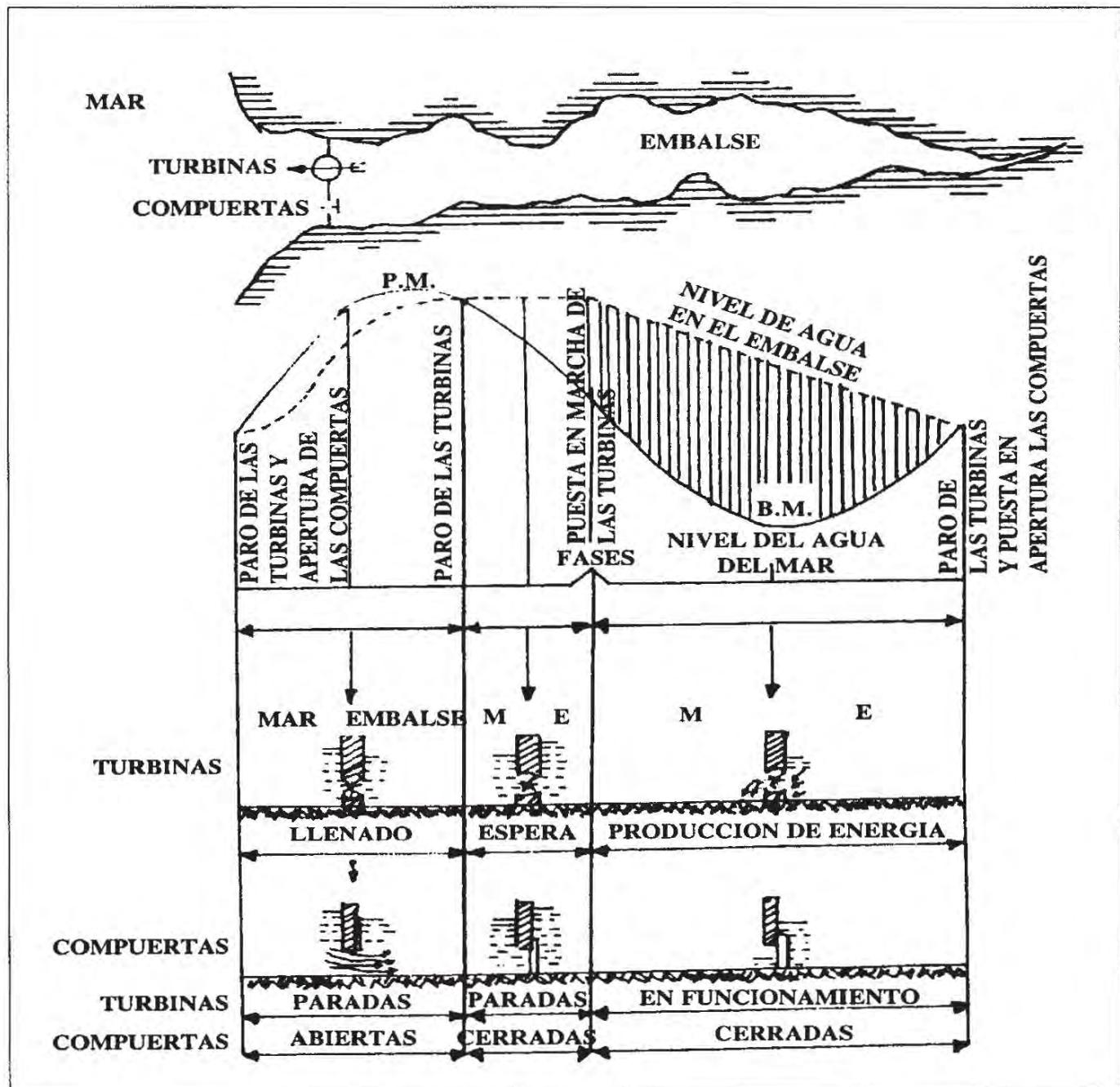


Figura 7.3: Ciclo elemental de efecto simple (vaciado).

Las fases de funcionamiento de esta disposición serían:

- Llenado durante la marea ascendente, pasando el agua al embalse a través de compuertas.

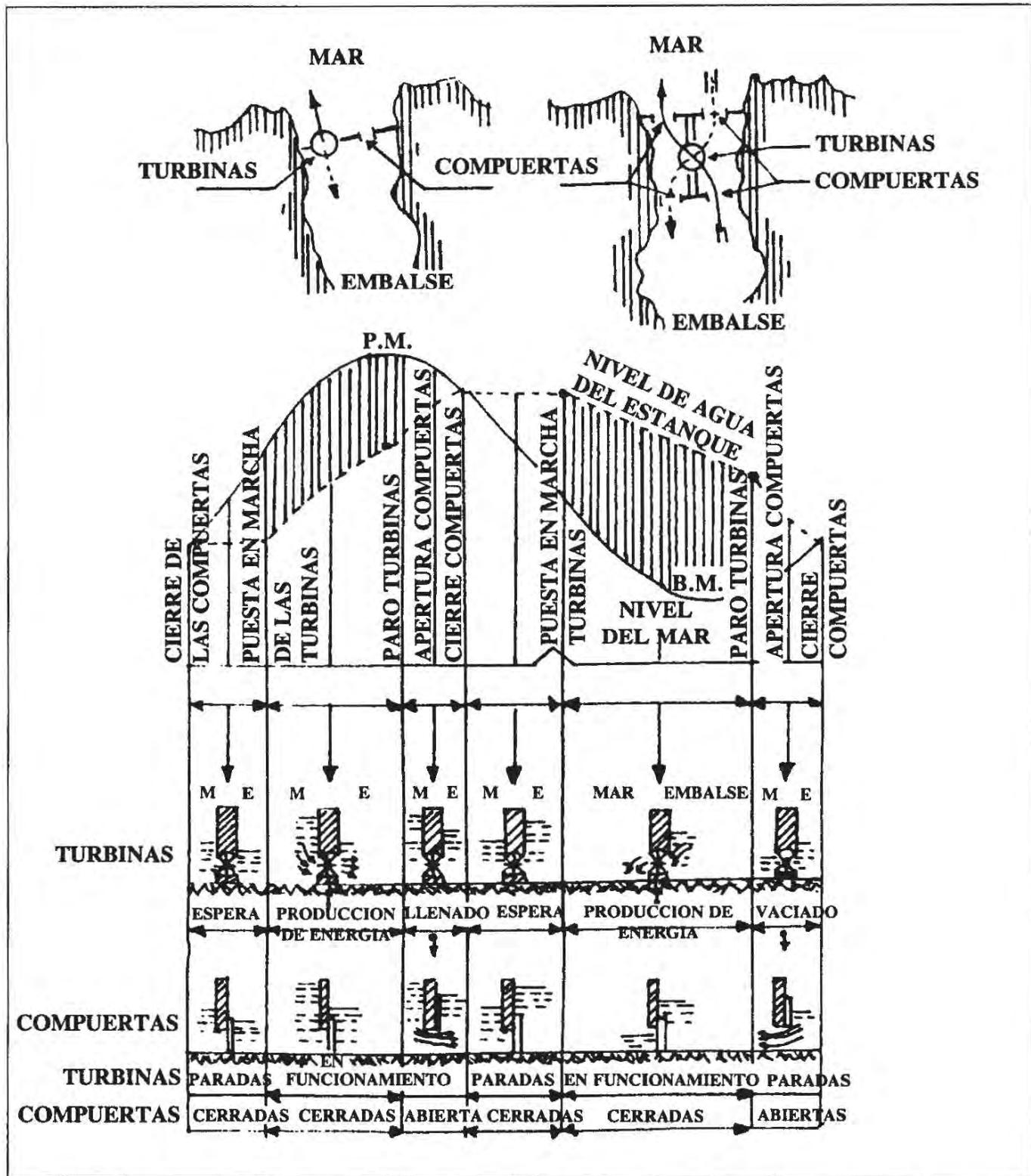


Figura 7.4: Ciclo elemental de doble efecto (turbinas reversibles o juego de turbinas-compuertas).

- Espera mientras baja la marea; el nivel del embalse no varía al estar las compuertas cerradas.
- Producción de energía mediante las turbinas, como consecuencia de la altura de caída del agua.

Como una disposición de este tipo proporciona energía sólo durante 3 horas, dos veces al día, se han propuesto diversas variaciones de este esquema como medio de generar potencia de forma más continua.

Una posibilidad para mejorar el esquema anterior es el **ciclo elemental de doble efecto**, con un estuario y las turbinas trabajando en los dos sentidos (Figura 7.4).

En este caso, la producción de energía se realiza durante el llenado y el vaciado. Si las turbinas no son reversibles, se puede hacer una distribución de canales de entrada y de salida, a fin de conservar el mismo sentido de paso del agua a través de las turbinas; sin embargo, la inversión económica en este caso es muy superior al coste de las turbinas reversibles.

El uso de un ciclo elemental implica que siempre se produzca un valle en la producción energética en un punto de la marea alta y baja. Este fenómeno se podría paliar con la utilización de un ciclo múltiple (varios embalses). En la Figura 7.5 se muestra un ejemplo de este tipo aplicado a dos embalses. Las primeras compuertas permiten el llenado de la cuenca superior entre la marea media y alta, cerrándose entre la marea media y baja. Las compuertas situadas entre la cuenca inferior y el mar permiten su vaciado entre la marea media y baja, y permanecen cerradas durante la media y la alta. La generación eléctrica tiene lugar en las turbinas situadas entre ambas cuencas.

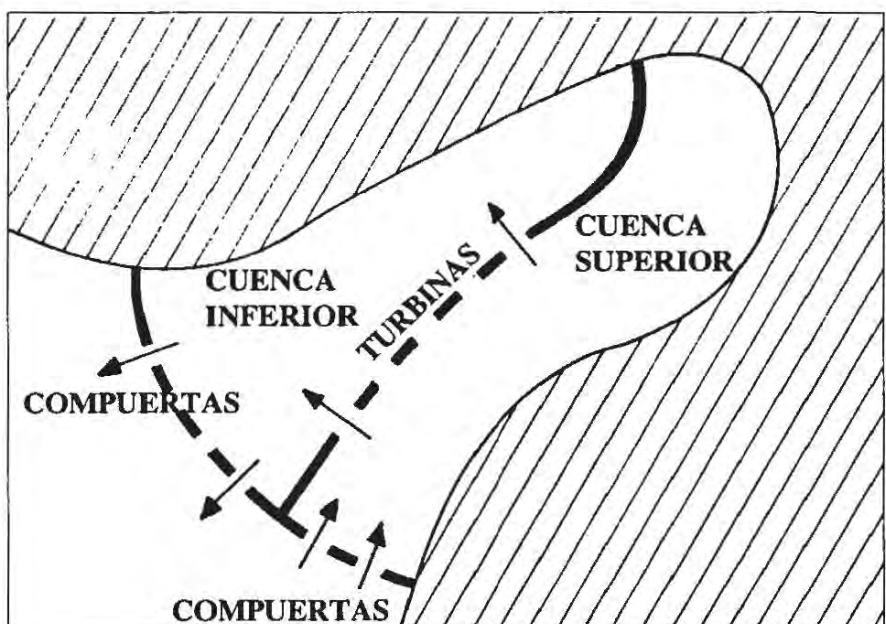


Figura 7.5: Ciclo múltiple de dos embalses.

Como se puede observar, el principal obstáculo para la utilización de la energía mareomotriz es la discrepancia entre el ciclo natural del período lunar y la variación diaria de la demanda de potencia. Por ello han sido imaginadas otras

muchas disposiciones de ciclo múltiple, con los embalses convenientemente distribuidos, de forma que aseguren la continuidad de la producción, pero estos proyectos resultan muy costosos y, por tanto, no rentables.

Sin embargo, sí puede ser interesante hacer funcionar las turbinas como bombas cuando hay exceso de energía (**almacenamiento por bombeo**), sistema actualmente de amplia utilización en las centrales hidroeléctricas convencionales. En este caso, además de generar energía durante las fases de llenado y vaciado de los embalses, la planta puede utilizar los excedentes de energía para aumentar la diferencia de nivel, bombeando agua al interior del embalse.

Evidentemente, aunque este sistema reduce la cantidad global de energía generada, permite afrontar mejor la demanda energética de horas punta, que no siempre coincide con las de máxima producción de energía mareomotriz, permitiendo un aprovechamiento más utilitario y rentable de la misma.

## Sistemas generadores de energía: turbinas

Como los saltos hidráulicos en las posibles centrales mareomotrices siempre serán inferiores a los 15 m, las turbinas a utilizar para la generación de electricidad han de tener una velocidad específica de giro que sea la más alta posible dentro de un rendimiento satisfactorio y poseer unas características aceptables en cuanto a cavitación. Las turbinas que mejor se adaptan a estas características son las de hélice de flujo axial y de alta velocidad.

La turbina más aceptada para aprovechamientos mareomotrices, y que

precisamente fue diseñada para esta misión es la de **bulbo axial** (Figura 7.6). Consiste en una turbina de flujo horizontal conectada a un generador, estando ambos encerrados en un recinto con forma de bulbo, sumergido en el agua.

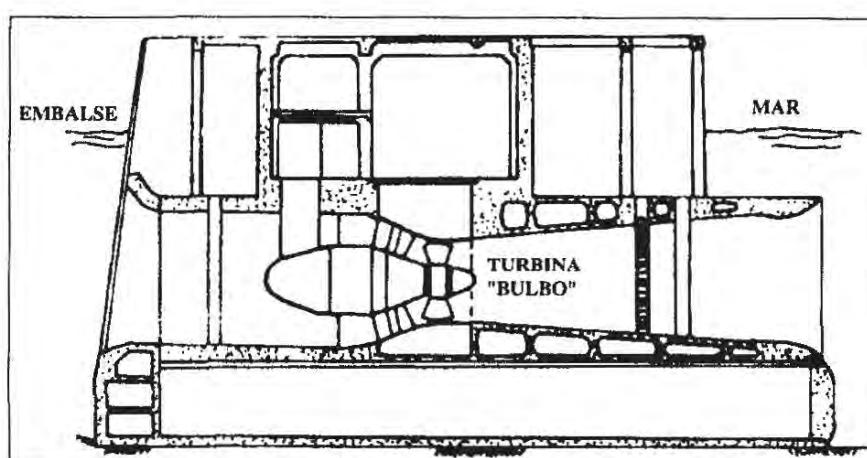


Figura 7.6: Turbina de bulbo axial.

La tecnología de esta turbina ha sido am-

pliamente perfeccionada en las últimas dos décadas, habiéndose conseguido un dispositivo muy eficiente y fiable que tiene la ventaja de que se puede utilizar para generar corriente eléctrica en los dos sentidos del flujo, y también como bomba. El tamaño de las turbinas de bulbo está aumentando constantemente, encontrándose en el mercado unidades de hasta 7,5 m de diámetro de rotor con potencias de 60 MW.

Otro tipo de turbina aplicable a las centrales maremotrices es la turbina de **tipo tubo** (Figura 7.7). Se trata de una turbina Kaplan de flujo axial conectada a un generador situado fuera del paso del agua. Por medio de un sistema multiplicador se aumenta la velocidad de giro del generador, pudiéndose utilizar tanto para producir electricidad como en el bombeo.

Un tercer tipo de turbina generadora para centrales de este tipo es la de **rotor anular** (Figura 7.8). Es una turbina de flujo horizontal en que la hélice va unida al rotor del generador, siendo éste de tipo anular. La característica especial de esta turbina es que el alternador va dispuesto directamente alrededor del rodete, formando turbina y alternador una unidad compacta, lo que se traduce en una considerable economía correspondiente al equipo eléctrico e ingeniería civil.

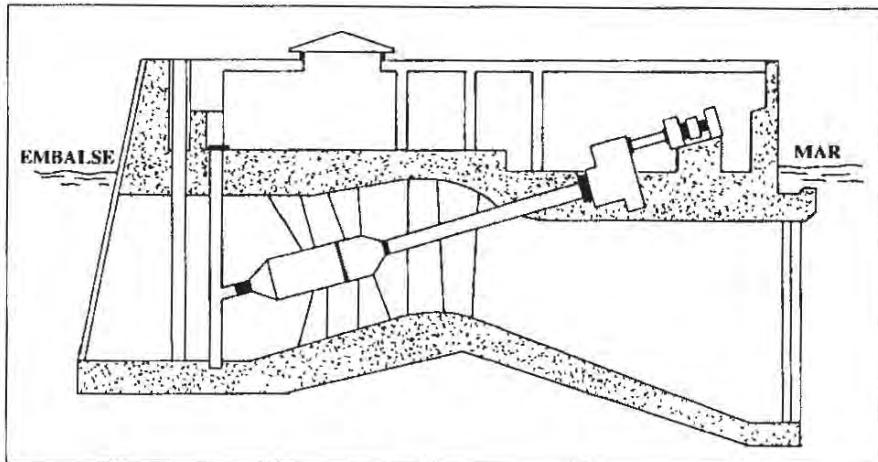


Figura 7.7: Turbina Kaplan de tipo tubo.

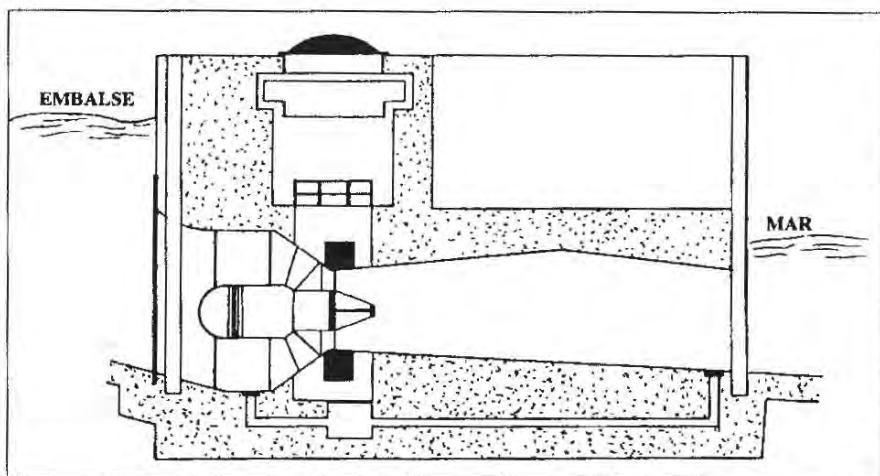


Figura 7.8: Turbina de rotor anular.

## Proyectos maremotrices

Se sabe hoy día que los grandes esquemas maremotrices son técnicamente factibles pero, en cambio, es muy difícil valorar sus ventajas económicas.

Quizás la característica más notable de las dos centrales que actualmente están operativas es su propia existencia. En efecto, con la construcción y puesta en servicio de estas dos centrales se ha adquirido una enorme experiencia, que ha servido de base para proyectos mucho más ambiciosos y realizables en un futuro más o menos próximo. Si bien las dificultades técnicas se van superando día a día, la actual coyuntura política y económica ha dejado reducidos todos los intentos de instalación de nuevas plantas en meras especulaciones irrealizables a corto plazo.

A continuación se presenta una breve descripción de las dos centrales operativas y de algunas de las propuestas más actuales realizadas en diferentes países.

### **La central del estuario del Rance**

La central del estuario del Rance, situada en la Bretaña francesa ha sido la primera central maremotriz instalada en el mundo con fines industriales y de investigación. Comenzada a construir en 1961, fue puesta en servicio en 1967. Es del tipo de ciclo elemental de doble efecto, con un grado limitado de almacenamiento por bombeo.

El dique, que está situado cerca de la entrada del estuario, tiene 700 m de longitud, 24 de anchura y 15 de altura (superior a la máxima altura de 13,5 m que acusan las pleamaras vivas). La superficie del estuario limitada por el dique es de 22 km<sup>2</sup> y su capacidad de almacenamiento de agua es de 184 millones de m<sup>3</sup>.

La propia central está situada en el interior de una estructura hueca de hormigón armado, que aloja 24 turbinas de bulbo reversibles de 10 MW de potencia cada una. La instalación se completa con 6 pasos de compuerta para el relleno y vaciado del estuario.

### **La central de la bahía de Kislaya**

La segunda central maremotriz instalada en el mundo es un prototipo situado en la bahía de Kislaya, en el mar de Barents (ex URSS). Puesta en servicio en 1968, es de pequeña potencia (2 grupos de 4 MW) y su interés reside en que fue construida en dique seco, para ser situada en su emplazamiento definitivo previa preparación del fondo.

## **El proyecto del estuario del Severn**

El estuario del Severn, cerca de la ciudad de Bristol (Gran Bretaña) reúne unas condiciones muy favorables para instalar una central maremotriz: la amplitud de la marea supera los 16 m, el caudal de agua es muy considerable, siendo además alimentado por el río y, por otra parte, la forma del estuario limita considerablemente la longitud del dique que sería necesario construir.

En 1977 se comenzó el estudio de la posible instalación en esta zona de 2 ó 4 centrales maremotrices; sin embargo, a los problemas económicos que han impedido la realización de este proyecto, se suma la existencia en la zona circundante de más de 6.000 MW térmicos, cantidad superior a la demanda energética de la región.

## **El proyecto de la bahía de Fundy**

La bahía de Fundy, en la costa oriental de Norteamérica, fronteriza entre Canadá y EE.UU. presenta amplitudes de marea de hasta 20 m. La situación y la forma del entrante son muy apropiados para instalar una central maremotriz.

Aunque los estudios preliminares, elaborados entre 1966 y 1969, demostraron que el proyecto era técnicamente factible pero económicamente inviable, investigaciones posteriores a la crisis del petróleo indicaron su posible viabilidad económica, con el esquema de ciclo elemental de efecto simple como más aconsejable, utilizando turbinas de tipo rotor anular.

## **El proyecto de las islas Chausey**

Las enseñanzas de la central del Rance han servido en Francia como punto de partida para el desarrollo de un proyecto más ambicioso, en la cercana bahía de Saint-Michel, que uniría las islas Chausey. Requeriría 40 km de diques, aprovechando mareas vivas de hasta 12,5 m de altura en un embalse de 650 km<sup>2</sup>. Se instalarían 300 grupos de 40 MW que llegarían a producir 27 millones de MW/h·año.

El estudio preliminar fue abandonado en 1965 por razones económicas y vuelto a actualizar en 1975 a raíz de los progresos más recientes en el campo de las turbinas de baja presión. Sin embargo, el proyecto está actualmente sin

decidir, ya que la elevadísima inversión y el largo período de construcción (de 10 a 12 años) produciría un coste por kW instalado muy superior al del Rance.

## Los proyectos rusos

Una evidencia de la importancia de esta nueva forma de generación de energía es el numeroso paquete de proyectos que algún día podrían convertirse en realidad en las costas de Rusia. Los estudios realizados en los últimos veinte años demuestran que las condiciones naturales existentes hacen posible que, mediante la construcción de centrales maremotrices, pueda alcanzarse una capacidad instalada de 157.000 MW.

La central de la *bahía de Lumbovsky* estaría localizada en la costa de la península de Kola en el límite del Mar Blanco y el Mar de Barents, donde la amplitud de la marea es de 7 m. El proyecto consiste en construir dos diques de unos 7 km de longitud total, equipados con 32 compuertas y 60 turbinas de bulbo con una capacidad total de 360 MW.

Para la central de la *bahía de Mezen* se pretende construir un embalse de unos 2.200 km<sup>2</sup> con un dique de 17 km para aprovechar mareas de hasta 9 m. La planta tendría unos 10.000 MW con una producción anual de 32 millones de MW/h.

La potencia a instalar en la *bahía de Tugur* sería de 9.000 MW, aprovechando amplitudes de marea de 8 m. Esta central, situada en el Mar de Ochotsk, quedaría formada por un embalse de 1.800 km<sup>2</sup>, erigido mediante un dique de 36 km de longitud.

La *bahía de Penzhinsk* presenta alturas de marea muy elevadas (13,5 m), por lo que ofrece bastantes posibilidades para el aprovechamiento maremotriz, para el cual se han sugerido dos opciones: la primera, con un dique de 31,5 km de longitud, permitiría instalar 35.000 MW; la segunda, con un dique de 72 km, propone instalar una planta de 100.000 MW.

## Otros proyectos maremotrices

Existen otros proyectos maremotrices en perspectiva en diversos países (Canadá, Corea, Australia, Argentina y República Popular China); sin embargo, el

estudio de cada uno de los mismos sería demasiado prolífico, por lo que su descripción se puede encontrar de una forma más o menos detallada en la bibliografía.

## **Posibilidades de la energía maremotriz**

La cantidad global de energía de las mareas es suficientemente elevada como para incitar a amplios programas para el desarrollo de las técnicas necesarias para la puesta a punto de grandes esquemas maremotrices.

Si bien la economía de estas centrales no es completamente competitiva en la actualidad con otros métodos de producción energética, las coyunturas socioeconómicas futuras podrían llevar a muchos gobiernos a reconsiderar la explotación de sus respectivos potenciales maremotrices. Incluso hoy día, algunos países están investigando ya sus posibilidades en este campo.

El hecho de que el período de vida de las centrales maremotrices pueda ser de hasta 75 años o más, y que el coste de combustible es nulo, hace que no se deba tomar ninguna postura previa en contra de esta fuente de energía, intentando superar los obstáculos actualmente existentes para la total explotación del potencial maremotriz mundial.

## **LA ENERGÍA MAREMOTÉRMICA**

El mar cubre el 70% de la superficie del globo terrestre y es particularmente extenso en las zonas tropicales. Por ello, una gran parte de la energía solar que incide sobre la Tierra es almacenada en forma de calor en la superficie del océano. Así, un examen de la variación de la temperatura del mar en función de la profundidad, en la zona situada entre los Trópicos permite distinguir, a grandes rasgos, tres capas (Figura 7.9):

- Una capa superficial de 100 a 200 m de espesor, con temperaturas comprendidas entre los 25 y los 30°C, que hace las veces de un inmenso colector de calor, asegurando al mismo tiempo un excelente almacenamiento térmico.
- Una zona de variación muy rápida de temperatura, entre 200 y 400 m de profundidad, que funciona como una barrera térmica entre dos masas de agua de distintas densidades.

- Una capa de aguas profundas en la que la temperatura decrece progresivamente hasta alcanzar 4°C a 1.000 m.

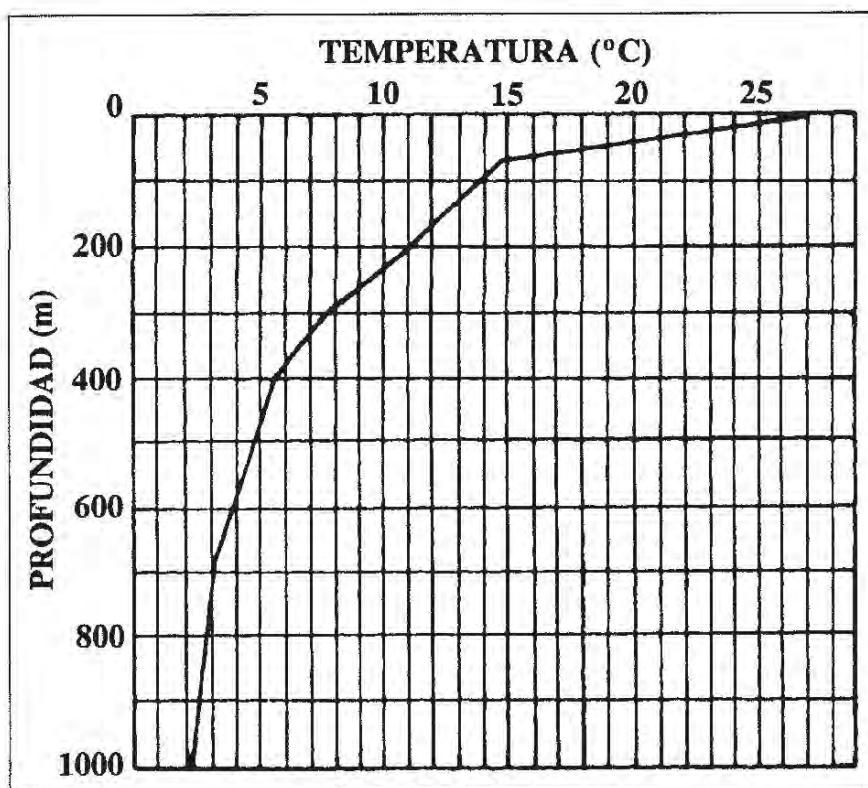


Figura 7.9: Perfil de temperaturas en los mares tropicales.

rendimiento teórico máximo ( $\mu_{\max}$ ) de este ciclo viene dado por la expresión:

$$\mu_{\max} = \frac{T_2 - T_1}{T_2}$$

donde  $T_1$  y  $T_2$  son las temperaturas (en grados Kelvin) del foco frío y caliente, respectivamente.

Si se aplican las condiciones más favorables de  $T_1 = 277\text{ K}$  (4°C) y  $T_2 = 303\text{ K}$  (30°C), se obtiene un valor para el rendimiento máximo sólo de 0,086 (8,6%). Obsérvese, no obstante, que los rendimientos reales serán apreciablemente más bajos (entre el 2 y el 3%), debido a que, por un lado, no es nada fácil conseguir un gradiente de 26°C y por otro, a que las eficacias de los distintos elementos del sistema (cambiadores de calor, turbinas, generadores) están comprendidos entre el 80 y el 95%.

A pesar de todo ello, el generar energía aprovechando los gradientes térmicos oceánicos, **energía maremotérmica**, no es nuevo, y en la actualidad se están

En la zona intertropical, que representa casi un tercio de la extensión oceánica, la superficie del mar presenta una diferencia de temperatura respecto al fondo (1.000 m) superior a los 18°C, gradiente que constituye, sin duda alguna, una enorme fuente potencial de energía, calculada en unos 40.000 TW, de los cuales se podrían explotar un 10%. Sin embargo, el rendimiento del proceso de aprovechamiento, basado en un ciclo termodinámico, es muy bajo. El rendimiento teórico máximo ( $\mu_{\max}$ ) de este ciclo viene dado por la expresión:

$$\mu_{\max} = \frac{T_2 - T_1}{T_2}$$

donde  $T_1$  y  $T_2$  son las temperaturas (en grados Kelvin) del foco frío y caliente, respectivamente.

Si se aplican las condiciones más favorables de  $T_1 = 277\text{ K}$  (4°C) y  $T_2 = 303\text{ K}$  (30°C), se obtiene un valor para el rendimiento máximo sólo de 0,086 (8,6%). Obsérvese, no obstante, que los rendimientos reales serán apreciablemente más bajos (entre el 2 y el 3%), debido a que, por un lado, no es nada fácil conseguir un gradiente de 26°C y por otro, a que las eficacias de los distintos elementos del sistema (cambiadores de calor, turbinas, generadores) están comprendidos entre el 80 y el 95%.

A pesar de todo ello, el generar energía aprovechando los gradientes térmicos oceánicos, **energía maremotérmica**, no es nuevo, y en la actualidad se están

llevando a cabo numerosos proyectos al respecto, ya que los bajos rendimientos del ciclo termodinámico no constituyen un problema demasiado serio, en tanto que el yacimiento energético (el agua marina superficial) es de un volumen considerable y está siendo continuamente renovado por la radiación solar.

Aunque existen algunos problemas técnicos asociados al gran volumen de agua que ha de ser manipulado (para producir 1 MW de potencia con un gradiente térmico oceánico de 20°C se necesita aproximadamente un caudal de agua de 45 m<sup>3</sup>/s) y a las dimensiones de ciertos componentes del equipo, el concepto de la energía maremotérmica parece muy prometedor, porque su influencia sobre el medio ambiente es relativamente pequeña y sus posibilidades de integración en una amplia gama de operaciones industriales son bastante grandes.

## Emplazamiento de aprovechamientos maremotérmicos

Para determinar una localización razonablemente buena para la instalación de una planta de aprovechamiento maremotérmico es necesario conocer, en un principio, los criterios de operación en condiciones aceptables de rendimiento y combinar esta información con los datos oceanográficos. Así, se considera posible la explotación de un gradiente térmico oceánico de unos 18°C (aproximadamente constante a lo largo de todo el año) a profundidades máximas de 1.000 m. De acuerdo con esta premisa, las zonas térmicamente favorables se encuentran en las regiones ecuatoriales y subtropicales (Figura 7.10).

Ahora bien, el gradiente térmico no es el único parámetro a considerar cuando se intenta buscar un emplazamiento maremotérmico. Es posible que variables tales como las condiciones marinas (corrientes, olas, vientos), las meteorológicas y las batimétricas puedan llegar a descalificar un lugar con un gradiente térmico prometedor.

Considerando todo ésto, el propósito no será producir la mayor cantidad de energía posible, sino encontrar emplazamientos donde las centrales maremotérmicas puedan contribuir favorablemente a un abastecimiento energético local o ser utilizadas directamente para diversas operaciones industriales.

La política energética general y los factores relacionados con la misma, así como la posible restricción en la importación de combustibles fósiles en algunos países, puede influenciar la elección del emplazamiento y tener un efecto positivo

sobre la estructura futura del mercado de centrales maremotérmicas. Un estudio de hace unos años estableció los lugares más apropiados para el emplazamiento de centrales maremotérmicas. En principio, estos lugares eran los siguientes:

- Islas Polinesias.
- Indias Occidentales.
- Mar del Coral.
- Golfo de Guinea.
- Islas Canarias.

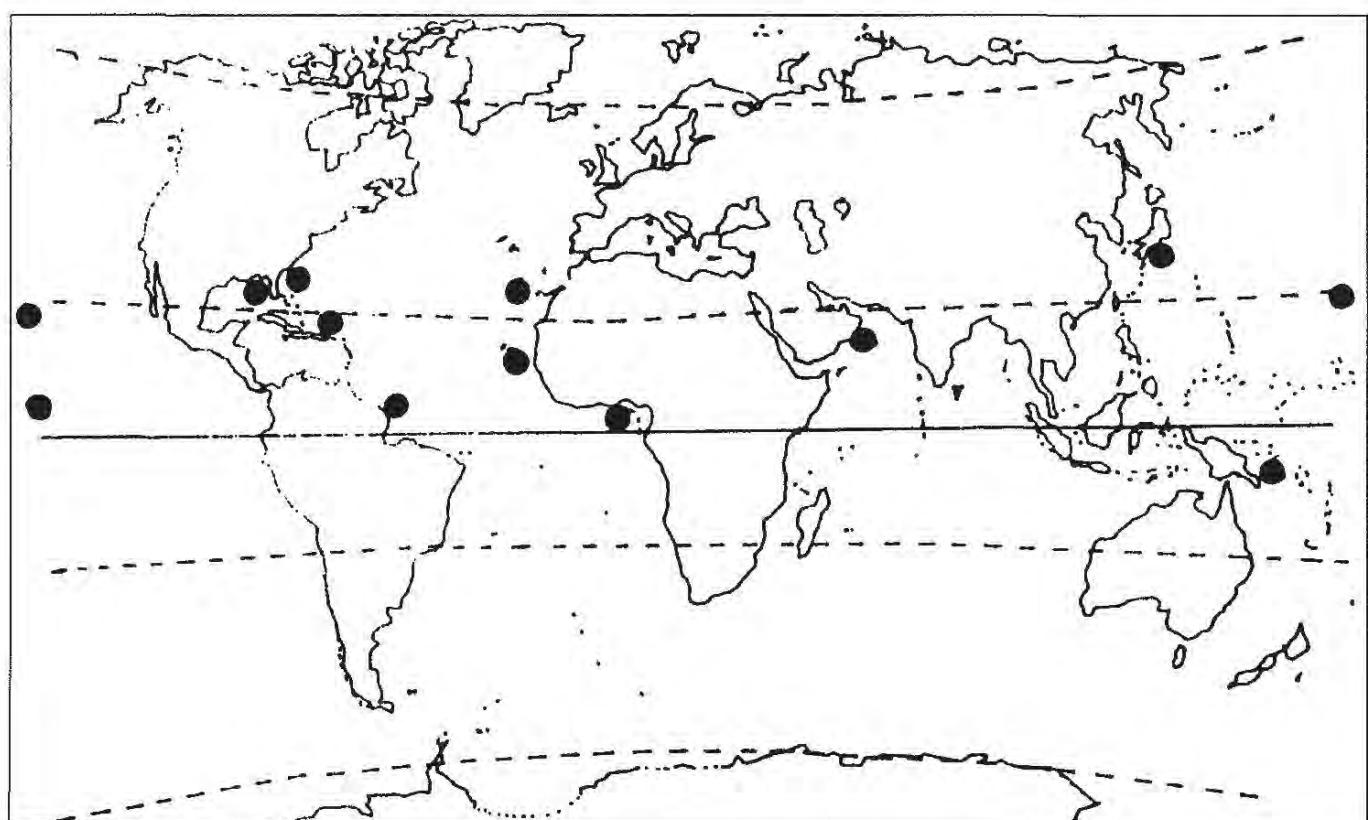


Figura 7.10: Lugares de posible emplazamiento de centrales maremotérmicas.

Las características de dichos emplazamientos se pueden encontrar en la bibliografía, habiéndose tenido en cuenta, tanto los datos oceanográficos como los políticos y económicos de cada zona, pero aún son necesarios estudios más detallados para la evaluación real de las posibilidades maremotérmicas de cada una de las zonas indicadas.

## Centrales maremotérmicas

Una central maremotérmica es un sistema capaz de aprovechar los gradientes térmicos oceánicos para producir electricidad. Se trata de una máquina térmica en la que el agua superficial actúa como fuente de calor, mientras que el agua extraída de las profundidades actúa como refrigerante, siguiéndose un ciclo termodinámico.

Obsérvese que no existe ninguna diferencia cualitativa entre una central maremotérmica y una térmica convencional. Sin embargo, aquélla opera con energía de baja calidad, al funcionar con un gradiente térmico no superior a los 22°C frente a los cientos de grados de diferencia a que operan las centrales térmicas. A esto se debe el bajo rendimiento teórico apuntado anteriormente.

La transformación de energía térmica en eléctrica se lleva a cabo mediante un ciclo termodinámico de Rankine, caracterizado porque el medio de trabajo está en estado líquido y el calor hace que el fluido sufra un cambio de fase antes o en el momento en que entra en la etapa de expansión de una turbina. Por otra parte, el ciclo de Rankine se puede llevar a cabo de dos formas: en ciclo abierto o cerrado.

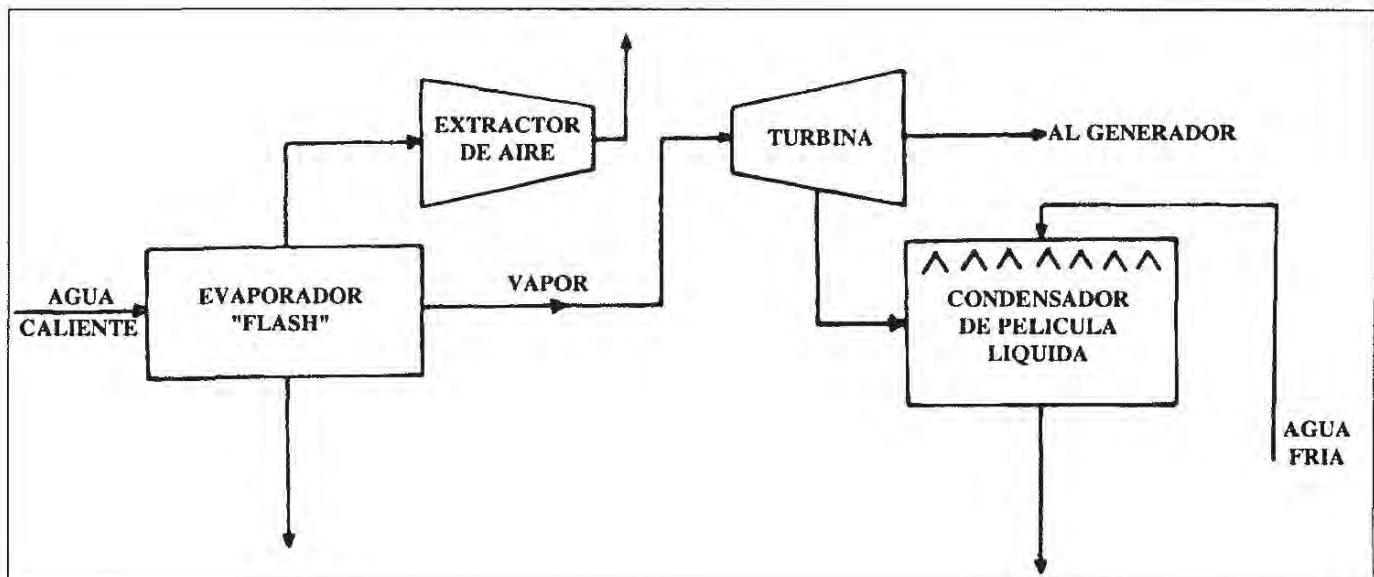


Figura 7.11: Central maremotérmica de ciclo abierto.

En el **ciclo abierto** (Figura 7.11), el fluido de operación es la misma agua caliente de la superficie del mar, que entra en una cámara de vacío o evaporador

*flash* y se convierte en vapor según baja la presión. Este vapor forma una corriente central por efecto de cavitación, mientras que el líquido no evaporado se deposita en las paredes de la cámara.

El vapor separado del agua líquida pasa a través de la turbina de expansión donde genera energía, y luego a un condensador con agua de mar, procedente de las profundidades, como refrigerante. Si se sustituye el condensador de película líquida por uno de contacto a través de una superficie separadora, este ciclo permite asimismo obtener agua potable.

Una instalación real incluye varias cámaras de vaporización en paralelo y necesita dispositivos para eliminar los gases disueltos en el agua (que no son condensables), teniéndose además que reducir al mínimo los problemas de corrosión, pérdidas de calor entre el agua del mar y el vapor, y arrastre de salmuera.

**El ciclo cerrado** (Figura 7.12), utiliza un fluido de trabajo distinto del agua, con buenas características para la transmisión de calor y presión de vapor elevada a la temperatura ambiente (bajo punto de ebullición), tal como el amoníaco, propano, freón, óxido de etileno, etc.

El fluido de trabajo se vaporiza con ayuda del agua cálida del mar y se hace pasar a través de una turbina, donde su expansión genera energía mecánica, que mueve el alternador. Tras abandonar la turbina, el vapor a baja presión se condensa en un cambiador de calor refrigerado por el agua de mar fría, bombeándose al evaporador para iniciar de nuevo el ciclo.

Así pues, los componentes principales de una planta maremotérmica, tanto de ciclo abierto como de ciclo cerrado serían los siguientes:

- Un evaporador, donde se vaporiza el fluido de trabajo.
- Una turbina que convierte la energía térmica adquirida por el fluido en el evaporador, en energía mecánica, para impulsar un generador eléctrico.
- Un condensador en el que el vapor de escape de la turbina es convertido en líquido, al ceder su calor al agua de refrigeración procedente de las profundidades.

- Un sistema de tuberías y bombeo para llevar el agua de las profundidades hasta el condensador.
- Una estructura flotante si la planta es oceánica o una estructura convencional fija si es terrestre.
- Un sistema de posicionamiento o anclaje.
- Un cable submarino, si la electricidad ha de transportarse hasta la costa.

Obsérvese sin embargo que, a pesar de que la función de los componentes principales es la misma, tanto para el ciclo abierto como para el ciclo cerrado, las características técnicas de la planta y de la estructura portante serán bastante diferentes en cada caso.

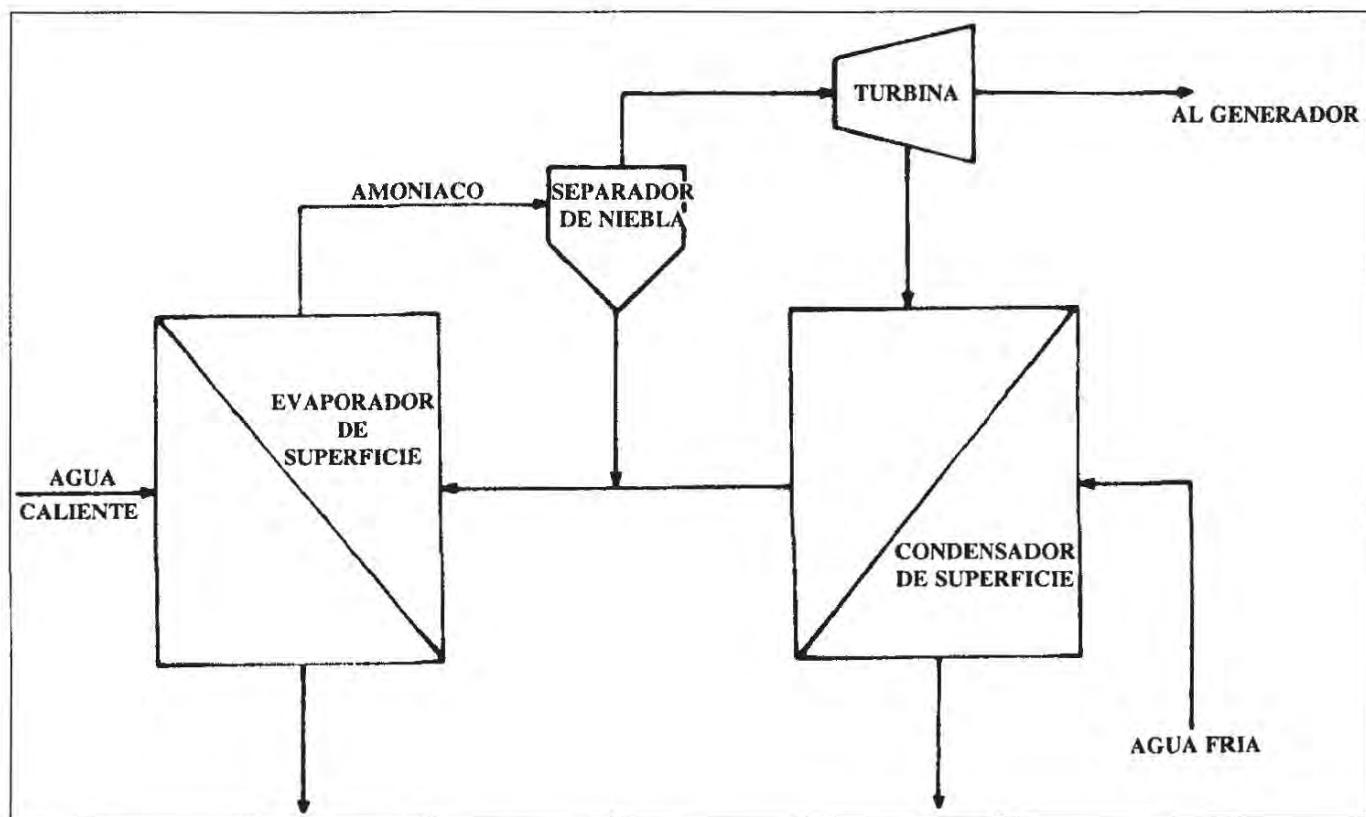


Figura 7.12: Central maremotérmica de ciclo cerrado.

No es fácil decidir sobre la bondad de un tipo de ciclo sobre el otro. En efecto, el ciclo cerrado tiene la ventaja de poder utilizar turbinas más pequeñas, debido a las mayores presiones de operación; tampoco es necesario desgasificar

el agua del mar, como ha de hacerse en el ciclo abierto. Sin embargo, algunas desventajas del ciclo cerrado son: grandes pérdidas de calor, problemas de manipulación y de incompatibilidad con algunos materiales de los fluidos de trabajo, y el requerimiento de grandes superficies de intercambio de calor de los mismos.

Por su parte, los elementos que componen una central maremotérmica se utilizan ampliamente en la industria actual, pero las características específicas que deben cumplir para su uso en estas plantas obligan a poner a punto toda una tecnología, cuyo estado de desarrollo actual es diferente para los distintos componentes del sistema.

Finalmente es necesario destacar que las plantas maremotérmicas, además de producir electricidad, podrían integrarse en otras actividades, tales como:

- Producción de agua potable en los sistemas de ciclo abierto.
- Generación de hidrógeno aplicando la energía electricidad producida, mediante electrólisis del agua desalinizada, para facilitar el transporte a tierra de la energía.
- Acuicultura, utilizando el agua de las profundidades, más rica en nutrientes, para desarrollar un fitoplancton que serviría de alimento a diversas especies marinas (moluscos, peces).

Todos estos usos, así como cualquier utilización de la electricidad generada por el sistema en procesos químicos, pueden integrarse de forma realista en plantas de aprovechamiento del gradiente térmico oceánico.

## Proyectos maremotérmicos

La primera vez que se pensó en recuperar la energía existente entre dos focos que presentasen una pequeña diferencia de temperaturas fue en 1881: D'Arsonval propuso utilizar un ciclo cerrado de dióxido de azufre que era evaporado y condensado por una máquina que tomaba y cedía calor a dos corrientes de agua de temperaturas no muy diferentes, sugiriendo además que esta idea se podía aplicar en numerosos lugares, entre ellos, en las zonas tropicales de los océanos. Pero fue en 1926 cuando Claude y Boucherot sugirieron

utilizar el agua del mar como fluido de trabajo, con lo que se había inventado el ciclo abierto.

En 1930, Claude consiguió sumergir un tubo de 1,6 m de diámetro y casi 2 km de largo en la bahía de Matanzas (Cuba) para operar la primera central maremotérmica, de 22 kW, con un gradiente de temperatura de 14°C, en ciclo abierto. Funcionó durante once días, hasta que la conducción de agua fría fue destruida por una tempestad.

Debido a su bajo rendimiento (inferior al 1%), no resultaba económicamente competitiva, pero proporcionó gran cantidad de información, demostrando asimismo la factibilidad de obtener energía a partir de los gradientes térmicos oceánicos.

Posteriormente, en 1933, el mismo Claude intentó experimentar con otra planta, montada sobre un barco mercante y provista de 8 turbinas de 257 kW unidas por sus extremos, que alimentaban un alternador de 800 kW y un compresor rotativo de amoníaco, cuya misión era fabricar hielo. De nuevo los problemas con el tubo de agua fría obligaron a abandonar la empresa.

En base a la idea del ciclo abierto de Claude, la empresa francesa Société Energie des Mers, después de más de quince años de estudios, completó un proyecto de central maremotérmica de 7 MW netos, a instalar en Abidjan (Costa de Marfil), en tierra firme. Constaba de dos módulos de 5 MW brutos cada uno (la Figura 7.13 muestra uno de ellos) que aprovecharían un gradiente térmico de 20°C, para lo cual se necesitaría un tubo para el agua fría de más de 4 km de longitud.

El estudio económico realizado en 1954 demostró que este proyecto era económicamente viable, pero razones de tipo político condujeron al cierre del proyecto.

Fue necesario esperar hasta finales de los años sesenta para que aparecieran proyectos maremotérmicos totalmente nuevos: tres equipos norteamericanos presentaron proyectos de centrales flotantes de gran potencia que utilizaban el ciclo cerrado. Se trataba de las empresas Lockheed (160 MWe), T.R.W. (100 MWe) y la Universidad John Hopkins (100 MWe). Se optó por el ciclo cerrado, utilizando como fluido de trabajo amoníaco, dado que para conseguir un módulo de 100 MW en ciclo abierto era necesaria una turbina de 80 m de diámetro.

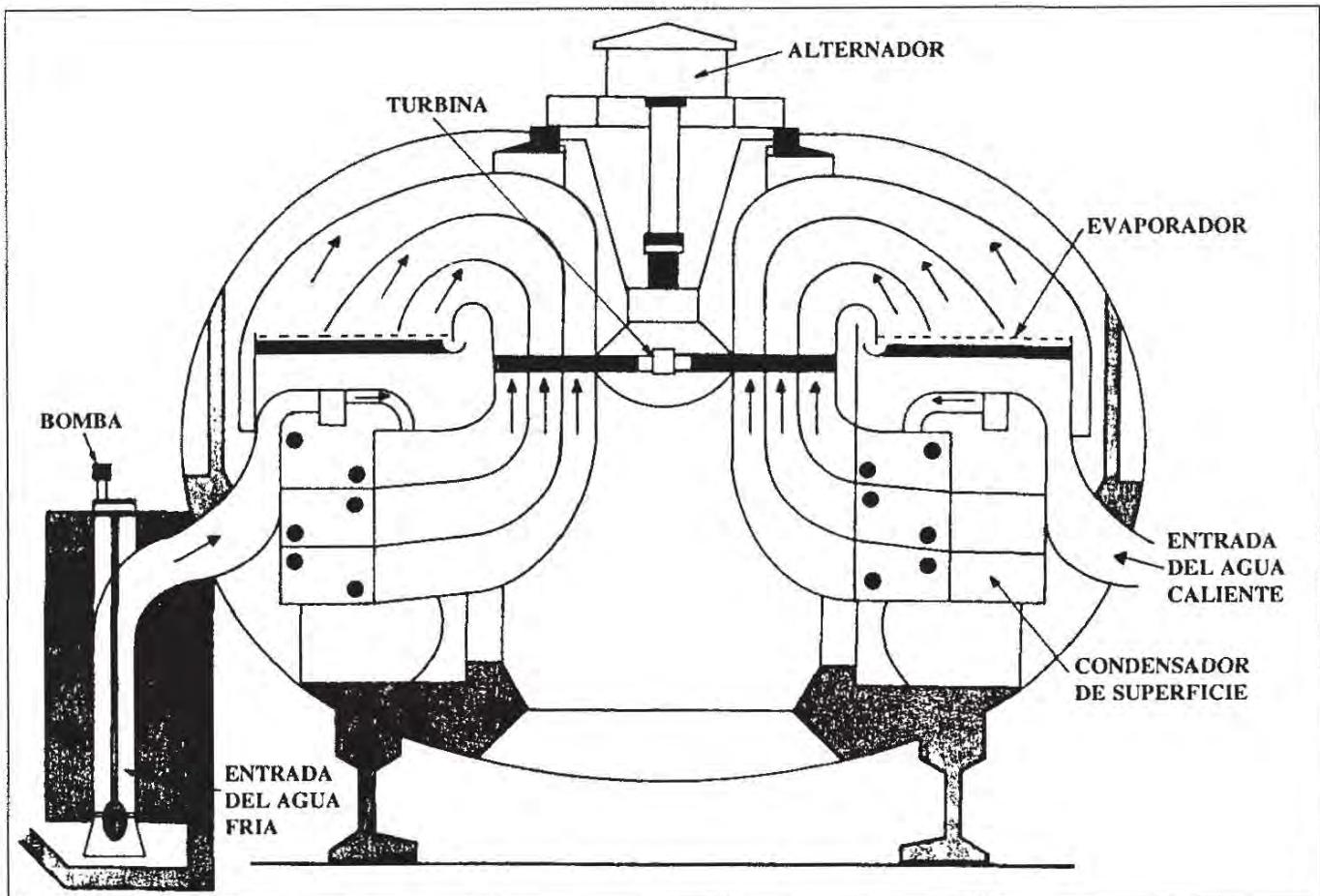


Figura 7.13: Proyecto de la central maremotérmica de Abidjan.

Estos proyectos (en la Figura 7.14 se muestra un esquema de la central T.R.W.) prefiguran las futuras centrales maremotérmicas que dentro de un plazo de 10 a 30 años pueden funcionar en los océanos tropicales. Si bien los problemas técnicos que hay que resolver son numerosos, los especialistas están de acuerdo en reconocer que no son insuperables.

Uno de los problemas más graves es el de mantener en funcionamiento la conducción de agua fría en cualquier condición meteorológica, preservándola de la rotura. En este problema se ha avanzado considerablemente, gracias a las técnicas desarrolladas para plataformas petrolíferas flotantes, que necesitan también largas conducciones bajo la superficie del mar.

Como consecuencia de estos trabajos, que redescubrieron las posibilidades de la energía térmica marina, se empezaron a establecer verdaderos programas de desarrollo en este campo, a nivel de colaboración conjunta internacional, encabezada por los EE.UU., para financiar el programa OTEC (Ocean Thermal Energy Conversion = Conversión de la Energía Térmica Oceánica).

Así, en 1979 culminaron los estudios que llevaron a montar una pequeña planta maremotérmica (Mini-OTEC) en la costa occidental de Hawái, con una potencia nominal de 50 kW. Esta central produce 15 kW eléctricos (a 20°C de gradiente), ya que el resto lo consumen las bombas, instrumentos y la maquinaria auxiliar de la planta.

Con esta experiencia de diseño se construyó la central OTEC-1, también de ciclo cerrado, transformando un buque propiedad del gobierno de los EE.UU. Esta planta proporciona una potencia eléctrica de 1 MW. Se previó también la puesta en marcha de la OTEC-2, de características similares, pero de 40 MW de potencia.

Pero los programas de desarrollo de las centrales maremotérmicas se llevan a cabo en todo el mundo. Tanto en Francia (CNEXO), Italia (Pirelli), Alemania (Dornier) como el grupo EUROCEAN están inmersos en este tipo de investigaciones, si bien la coyuntura energética actual resta viabilidad a la aplicación práctica de estos proyectos.

## Futuro de la energía maremotérmica

En el momento actual, la conversión maremotérmica en ciclo cerrado es técnicamente factible a pequeña escala, necesitándose aún cierto desarrollo en el escalado de las turbinas y de las conducciones de agua fría para poner en marcha unidades mayores (por encima de los 25 MW). No obstante, el ciclo abierto es posible comercialmente en el rango de los 10 MW, con lo cual existe un amplio campo de posibilidades entre las distintas técnicas.

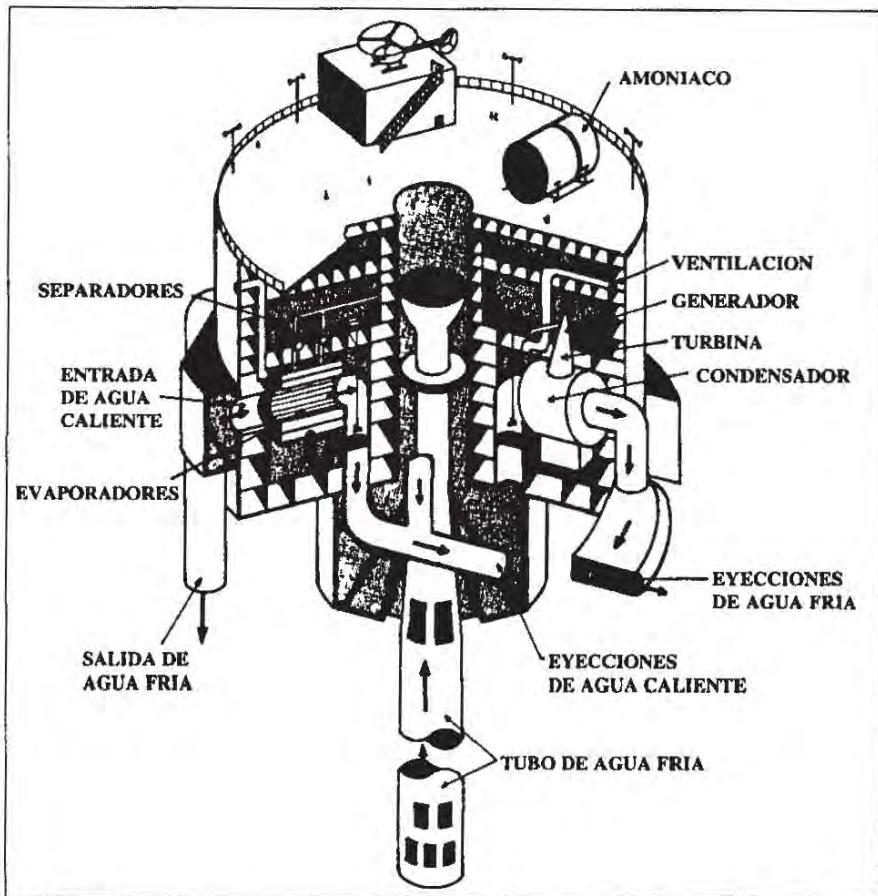


Figura 7.14: Proyecto de central maremotérmica de T.R.W.

Sin embargo, se hace necesaria una cuidadosa planificación del programa de desarrollo para conseguir aplicaciones comerciales a media y gran escala, quedando claro que cualquier intento serio de puesta a punto de la tecnología maremotérmica a largo plazo debe encauzarse a niveles internacionales, fomentando la transferencia mutua de tecnología entre los países implicados, con objeto de permitir una mayor profundización en las distintas áreas de conocimiento involucradas.

## LA ENERGÍA DE LAS OLAS

Las olas que se producen en la superficie del mar son provocadas por los vientos, de los que recogen y almacenan energía. Si la velocidad y la dirección del viento son constantes, las olas resultantes son *regulares*, y las partículas de agua que

las componen siguen trayectorias circulares, que difieren según sea la profundidad de las aguas (Figura 7.15).

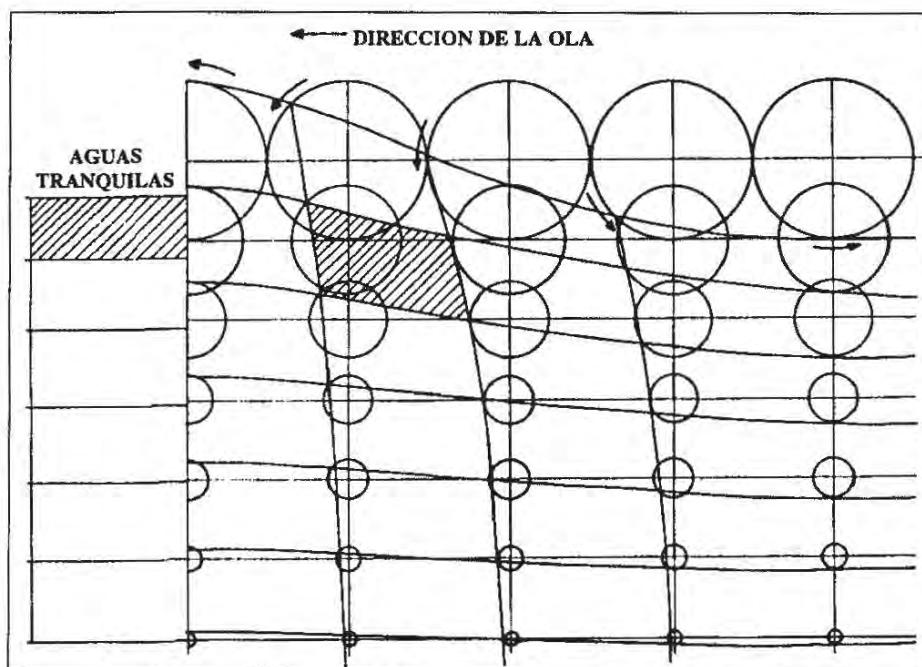


Figura 7.15: Movimiento de las partículas de agua en una ola.

minado de agua vendrá establecida por la frecuencia con que ese volumen de agua se renueva. Así, la energía total de una ola se puede calcular como:

$$W = \frac{\rho g H^2 \lambda b}{8}$$

siendo  $\rho$  la densidad del agua,  $H$  la altura de la ola (distancia entre cresta y valle),  $\lambda$  su longitud de onda (distancia entre dos crestas sucesivas) y  $b$  la anchura de la cresta.

Por su parte, la potencia por unidad de longitud de frente de ola viene dada por:

$$P_L = \frac{\rho g^2}{32 \pi} H^2 T$$

siendo T el período de las olas (tiempo transcurrido entre la llegada de dos crestas sucesivas), que se relaciona con la longitud de onda por medio de la ecuación:

$$\lambda = \frac{g T^2}{2 \pi}$$

Considerando los valores de  $\rho$  (aproximadamente  $1.000 \text{ kg/m}^3$ ) y de  $g$  ( $9,81 \text{ m/s}^2$ ), la ecuación de la potencia se puede simplificar de la forma:

$$P_L \cong H^2 T$$

Ahora bien, en la práctica, las olas recogen la energía de los vientos, que no son constantes ni en velocidad ni en dirección, por lo que las olas producidas no son regulares y, por tanto, la determinación de su energía no es fácil de forma teórica. Además, la velocidad de transporte y disipación de energía es la de la transmisión de un movimiento ondulatorio, por lo que depende de la velocidad de un grupo de olas. Es decir, aunque la ola se mueve con la velocidad que le corresponde a su longitud (o a su período), el grupo de olas avanza a velocidad distinta.

Por este motivo es necesario modificar la ecuación de la potencia para ponerla en función de los parámetros medibles, con el fin de obtener valores energéticos por medidas experimentales de altura y período.

Se define así como *altura significativa de una ola*,  $H_s$ , a la tercera parte del valor de la mayor altura de un grupo de olas y el *período de nivel cero*,  $T_z$ , como el período de tiempo que transcurre entre el paso de una ola dos veces consecutivas por una línea imaginaria situada a la mitad de distancia entre una cresta y un valle. Se determina de esta manera la potencia disipada por unidad de longitud de frente de ola en función de estos parámetros, que resulta ser:

$$P_L = 0,545 H_s^2 T_z^2 (\text{kW/m})$$

Aunque se han realizado muchas evaluaciones de la potencia media o de la energía total disipada por las olas, raramente se encuentran indicaciones sobre los valores máximos. No obstante, algunos autores suponen que el

potencial total mundial de las olas oscila alrededor de los 100 millones de GW, mientras que otros dan valores 25 veces mayores. Como se puede ver, la discrepancia es total.

Estudios más detallados, aunque basados en observaciones visuales de alturas y períodos, han sido realizadas para varias zonas del mundo de situación bastante favorable, habiéndose obtenido valores medios de disipación de potencia del orden de los 45 kW/m. Aunque estos datos no se pueden considerar como definitivos, sí son muy útiles para realizar cierto tipo de comparaciones.

En líneas generales, la densidad energética de esta fuente de energía es pequeña, por lo que su explotación es un problema difícil. No obstante, se están desarrollando los correspondientes sistemas de captación y transformación de la energía de las olas en energía útil, quedando patente las dificultades surgidas si se analiza la amplia gama de ideas que se han desarrollado para abordar el problema.

## **Antecedentes del aprovechamiento energético de las olas**

Un primer intento de aprovechar la energía de las olas fue debido a Henning en 1874, quién diseñó una embarcación provista de unas aletas flexibles que, con el movimiento de las olas, proporcionaban un movimiento de traslación. Posteriormente, en 1898, Linden mejoró este dispositivo, aplicándolo a su *Autonaut*, que llegaba a alcanzar una velocidad de avance de 2 m/s.

En 1903, Graham patentó una embarcación con múltiples cascos articulados transversal y longitudinalmente. El movimiento de las olas accionaba unos motores hidráulicos que movían las 7 hélices que poseía. Dentro de este tipo de embarcaciones cabe también citar la de Kalfas (1930), que recogía la energía de las olas por medio de una pala y la transmitía mediante engranajes a una hélice.

Ahora bien, dentro de la historia de los dispositivos generadores de energía, ésta parece comenzar en 1799, cuando el francés Girand propuso un sistema consistente en un flotador en la superficie del mar conectado a la costa mediante una palanca, cuyo movimiento alternativo se convertía en rotativo por medio de un trinquete.

Hay que constatar asimismo el papel precursor de los científicos españoles del siglo pasado en este campo. En 1869, Ruiz propuso un sistema pasivo basado en el paso de las olas a través de un dique hacia un depósito interior, mientras que en 1881, el también español Benot mejoró el sistema de Ruiz, sustituyendo su complicado sistema de válvulas por unas compuertas.

Posteriormente han sido abundantes las propuestas de dispositivos similares a los citados y situados en la línea litoral, teniéndose constancia de los experimentos realizados en 1926 por Coyne en la Bretaña francesa, con los que obtuvo rendimientos cercanos al 5%.

Pero para empezar a considerar la utilización a gran escala de la energía de las olas hay que abandonar la historia e introducirse en el pasado próximo. Como consecuencia de la variación de la situación energética y debido al gran empuje que los países más avanzados (Gran Bretaña, EE.UU., Japón, etc.) le han dado a las investigaciones sobre la energía de las olas mediante la asignación de gran cantidad de fondos, aparecen estudios y ensayos preliminares de diversos sistemas, basados en distintos conceptos teóricos para captar la energía que disipa un frente de olas.

## Convertidores

La gran variación que se produce continuamente en la amplitud y el período de las olas, revela claramente los principales problemas que plantea el diseño de convertidores para la energía de las olas. Estos sistemas deben captar energía mecánica de forma completamente aleatoria y convertirla eficientemente en otra forma de energía útil, generalmente electricidad. Para ello han de responder tanto a una amplia gama de frecuencias como de amplitudes de entrada, es decir, deben ser capaces de transformar desplazamientos de olas desde las escalas más reducidas en altura y frecuencia, hasta las más elevadas.

Los sistemas que se están desarrollando, considerados bajo el punto de vista de su comportamiento dinámico, se pueden agrupar en dos categorías: activos y pasivos.

En un **sistema activo**, los elementos de la estructura se mueven como respuesta a la ola y se extrae la energía utilizando el movimiento relativo que se origina entre las partes fijas y móviles. En los **sistemas pasivos** o inmóviles, se

fija una estructura al fondo del mar o en la costa, y se extrae la energía directamente del movimiento de las partículas de agua.

Por otro lado, se pueden aprovechar fundamentalmente tres fenómenos básicos que se producen en las olas:

- *Empuje de la ola*, aprovechando que en aguas poco profundas la velocidad horizontal de las partículas de agua no varía con la profundidad. La cantidad de movimiento de la masa de agua es absorbida por un obstáculo, que transmite la energía a un sistema rotativo. El resultado es un sistema pasivo, que se utiliza muy poco.
- *Variación de la altura de la superficie de la ola*, situando estructuras que se mueven con las olas, sintonizadas de manera que puedan captar su energía. Los dispositivos que aprovechan este fenómeno se basan en el principio de que cualquier procedimiento que sea capaz de crear olas puede también usarse para extraer su energía.
- *Variación de presión bajo la superficie de la ola*, o principio de la cavidad resonante. Los dispositivos que aprovechan este fenómeno utilizan una columna de aire, atrapada en una estructura, que oscila con dichas variaciones de presión.

La explicación del mecanismo por el cual cualquier dispositivo capta la energía de la ola es muy simple. Al llegar las olas a la estructura, sufren una modificación, mientras que a su vez, la estructura al moverse crea olas que se superponen a las anteriores. La resultante de esta composición de movimientos contiene la energía que no se ha podido captar, por lo que se ha de pretender que las olas radiadas por la estructura anulen en amplitud y fase a las olas incidentes.

Una vez vistos los fundamentos en que se basan los diversos dispositivos convertidores de la energía de las olas, se hará una breve relación de aquéllos que han sido considerados como posibles y, por tanto, se les está dedicando una profunda atención. Estos absorbedores se clasifican en tres grandes grupos: totalizadores, atenuadores y absorbedores puntuales.

Los **totalizadores** se caracterizan por estar situados perpendicularmente a la dirección de la ola incidente, es decir, paralelos al frente de la ola, siendo

su pretensión el captar la energía de una sola vez. Son los mejor estudiados, ya que el trabajo experimental se ha realizado en canales de experimentación, lo que presenta grandes ventajas sobre un estudio en mar abierto.

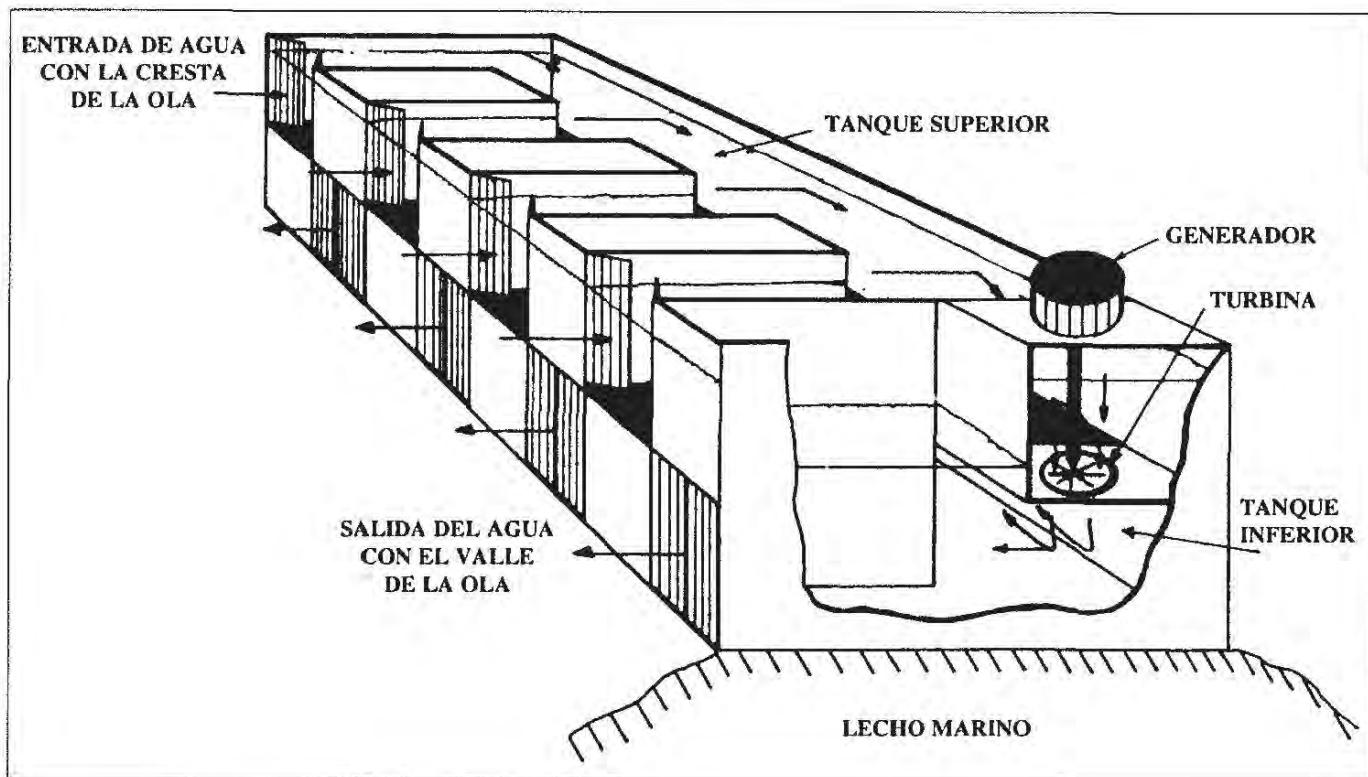


Figura 7.16: Rectificador Russel.

El **rectificador Russel** (Figura 7.16) es un totalizador pasivo, consistente básicamente en un tanque de dos niveles, con un generador movido por turbinas, instaladas entre el compartimiento superior e inferior. Las olas empujan agua hacia el interior del tanque superior, desde el cual fluye por gravedad hasta el nivel inferior, haciendo girar la turbina. Una serie de válvulas unidireccionales permiten la entrada de agua por arriba y su salida por abajo.

El **pato Salter** es un dispositivo totalizador activo asimétrico, proyectado de forma que la presión dinámica de la ola actuando sobre su parte baja le obliga a levantarse, originando un movimiento de semirrotación. A este movimiento ayuda también la variación de la presión hidrostática, que empuja hacia arriba el borde de entrada (Figura 7.17). La parte posterior del dispositivo es cilíndrica, para que en su movimiento no produzca olas y, por tanto, no se radie energía.

Como los dos movimientos que actúan sobre el dispositivo están en fase, aquél convierte tanto la energía potencial como la energía cinética de la ola en

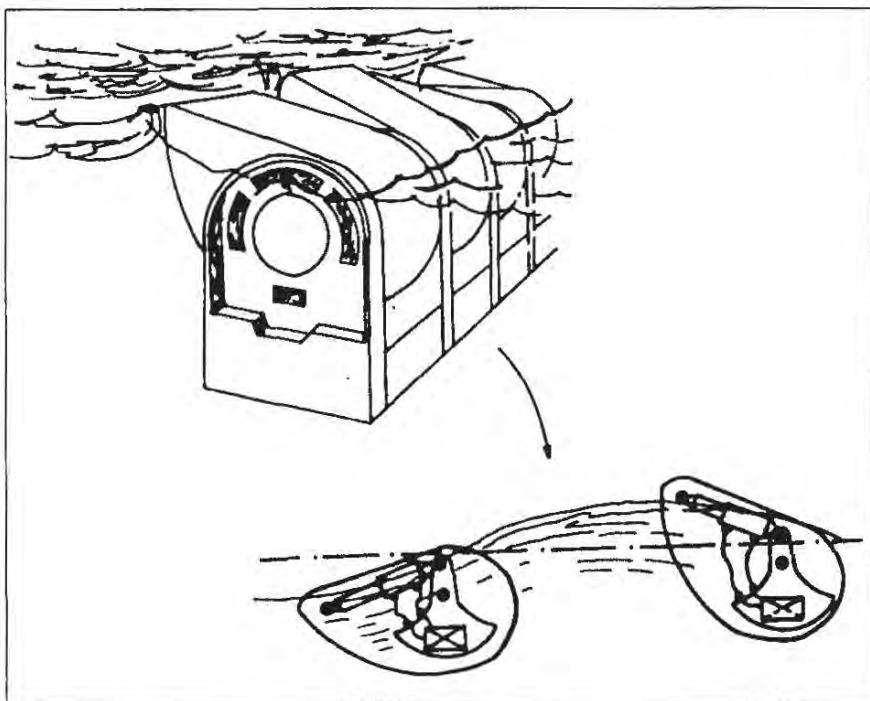


Figura 7.17: Pato Salter.

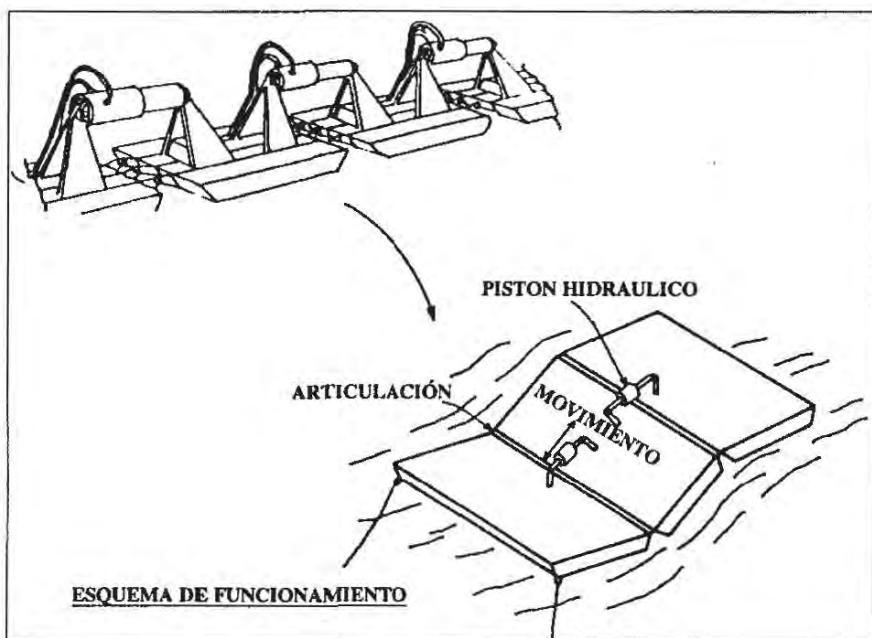


Figura 7.18: Balsa Cockerell.

gón con una cubierta de acero, dividido transversalmente en secciones, cada una de las cuales contiene una columna de agua oscilante, que debe hacer funcionar un turbogenerador mediante válvulas unidireccionales.

Otro grupo de convertidores de energía de las olas son los **atenuadores**, formados por largas estructuras colocadas con su eje mayor paralelo a la dirección de propagación de las olas, pretendiéndose así absorber la energía de la ola

un movimiento rotativo o alternativo, que se pueden transformar en electricidad o usar para comprimir un fluido, respectivamente.

**La balsa Cockerell** está compuesta de varios flotadores, cuyo número más conveniente, según estudios recientes, es de tres (Figura 7.18). La energía es extraída a través del movimiento relativo entre dos balsas adyacentes, y se utiliza para accionar unas bombas de pistón que, por medio de un fluido, pueden accionar un generador eléctrico.

**El convertidor N.E.L.** (National Energy Laboratory, Glasgow - Escocia), consiste en situar unas barreras formadas por dispositivos como el de la Figura 7.19, paralelas al frente de la ola. El concepto de este dispositivo es un casco de hormigón con una cubierta de acero, dividido transversalmente en secciones, cada una de las cuales contiene una columna de agua oscilante, que debe hacer funcionar un turbogenerador mediante válvulas unidireccionales.

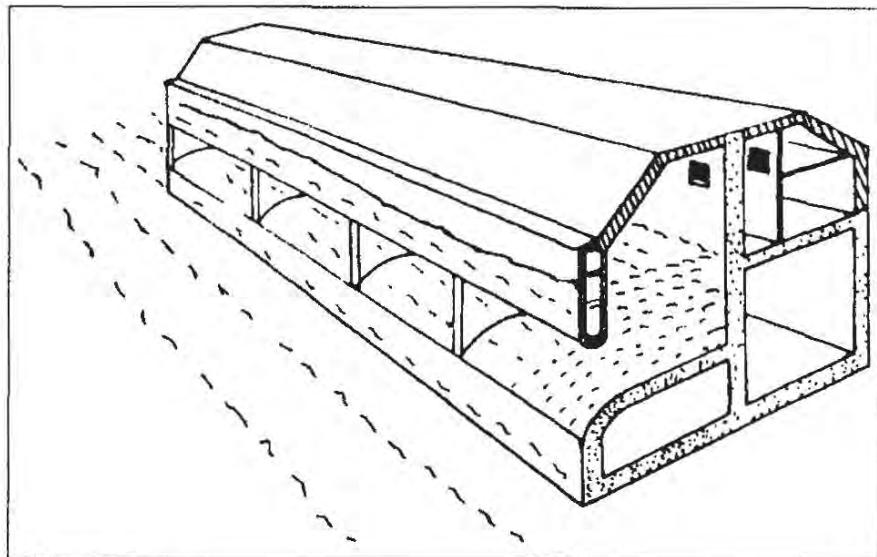


Figura 7.19: Convertidor N.E.L.

de un modo progresivo. Tienen la ventaja de poder captar la energía por dos lados, siendo los esfuerzos ejercidos sobre la estructura menores, lo que implica un anclaje más sencillo.

Un primer dispositivo de este tipo lo constituye el buque **Kaime**, de

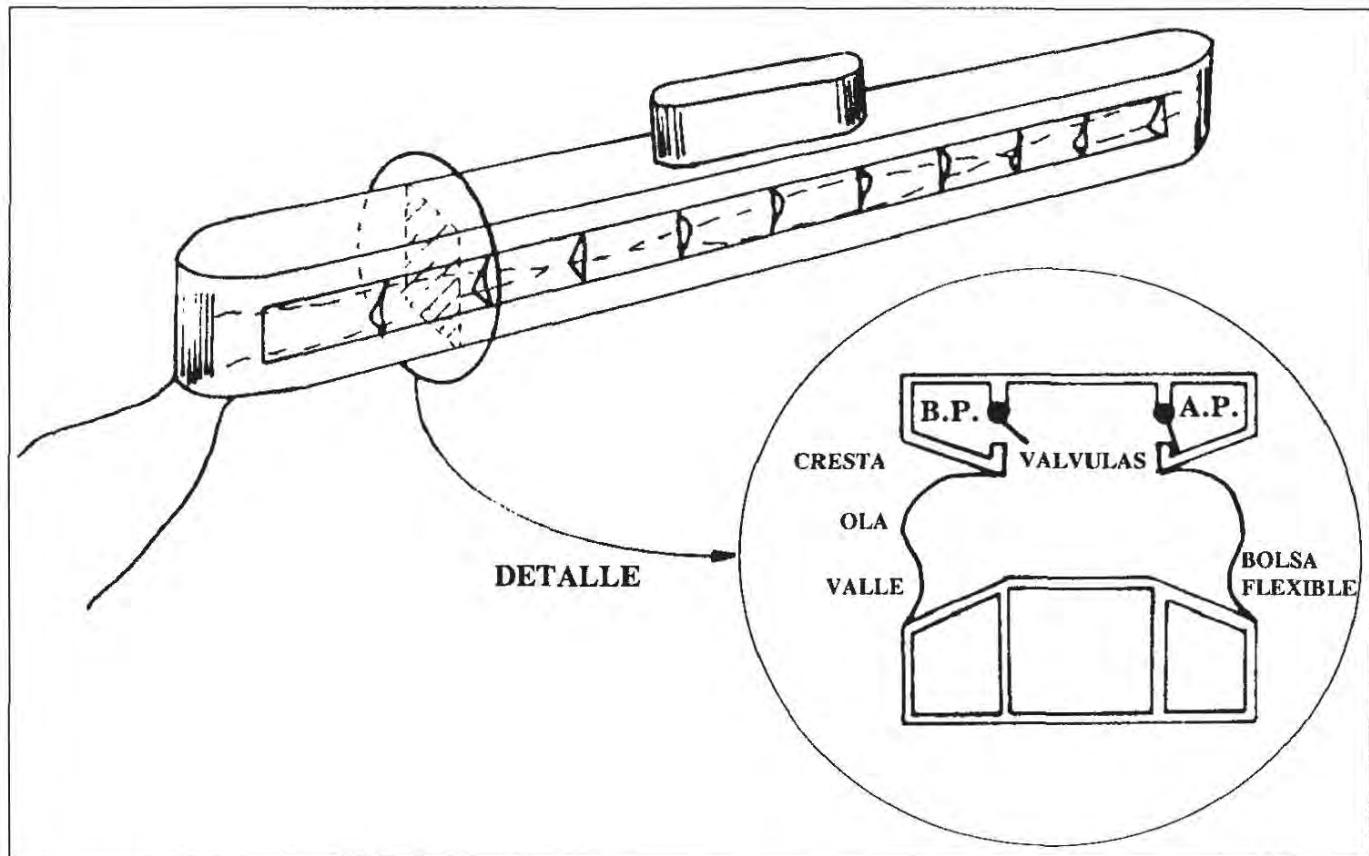


Figura 7.20: Buque Kaime.

fondo plano, 80 m de eslora y 12 m de manga (Figura 7.20). Está equipado con dos filas paralelas de 11 tubos de  $25 \text{ m}^2$  de sección, que sirven como conductos a las correspondientes columnas de agua oscilantes. Cada par de cámaras está conectada a una turbina, una columna de agua funcionando en carrera ascendente y la otra en carrera descendente.

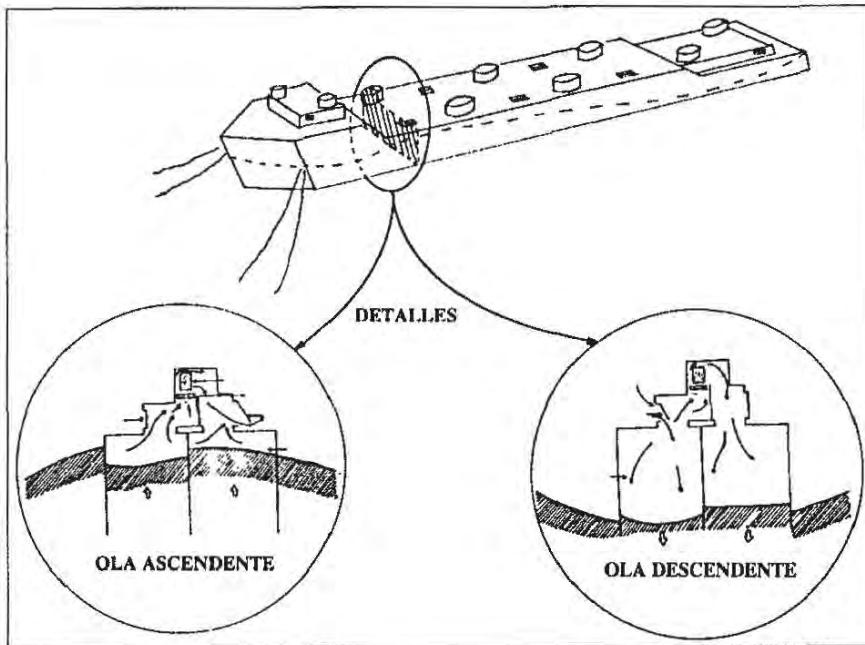


Figura 7.21: Bolsa de Lancaster.

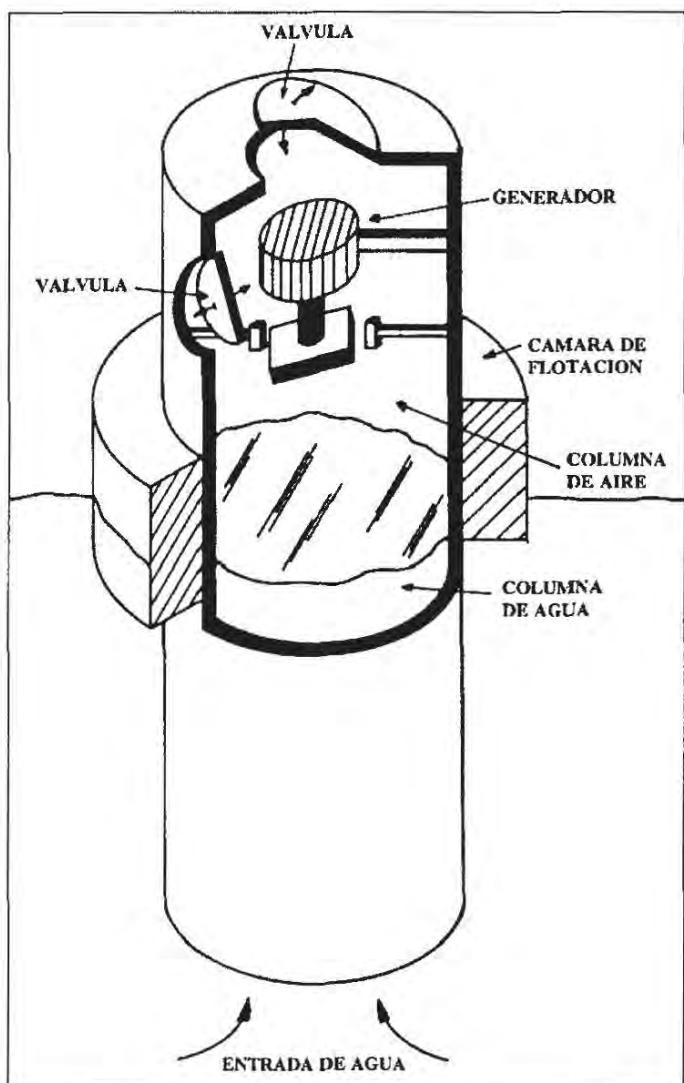


Figura 7.22: Boya Masuda.

La capacidad generadora máxima del Kaimei es de 2 MW, por lo que representa el mayor convertidor de energía de las olas hasta ahora construido. Sin embargo, no se han obtenido los rendimientos esperados, en parte debido a que se ha estado experimentando simultáneamente con varios diseños de turbogeneradores, con lo que no ha preocupado demasiado la optimización del sistema.

**La bolsa de Lancaster**, ideada por French, está basada en una estructura sólida de cemento, a la que van unidas bolsas flexibles llenas de aire en toda su longitud (Figura 7.21). Al recorrer la ola el dispositivo, la presión sobre las bolsas fuerza el aire a través de un juego de válvulas unidireccionales haciéndolo mover una turbina.

Una versión modificada de este sistema lo constituye la **almeja de Lancaster**, en la que las bolsas están protegidas por planchas metálicas con muelles, asemejando un conjunto de fuelles. El aparato está anclado en un ángulo de 45° respecto al frente de ola, por lo que constituye una combinación de sistema totalizador y de sistema atenuador.

La última categoría de convertidores de energía de las olas son los **absorbedores puntuales**, dispositivos capaces de captar no sólo la energía de la porción de la ola directamente incidente, sino también la de un entorno más o menos amplio. Suelen ser cuerpos de revolución, por lo que son indiferentes a la dirección de propagación de la ola.

La boyas **Masuda** fue el primer uso práctico de la energía producida por las olas. Una cámara flotante semisumergida que permite el movimiento de las olas en su interior, produce desplazamientos de aire en la parte superior de la cámara, que se pueden utilizar para impulsar una turbina unidireccional (Figura 7.22). La turbina está acoplada directamente a un pequeño alternador y, mediante el uso de un sencillo regulador, se mantiene cargada una batería. Esto permite su uso como boyas de navegación, para lo que se está utilizando actualmente a pequeña escala.

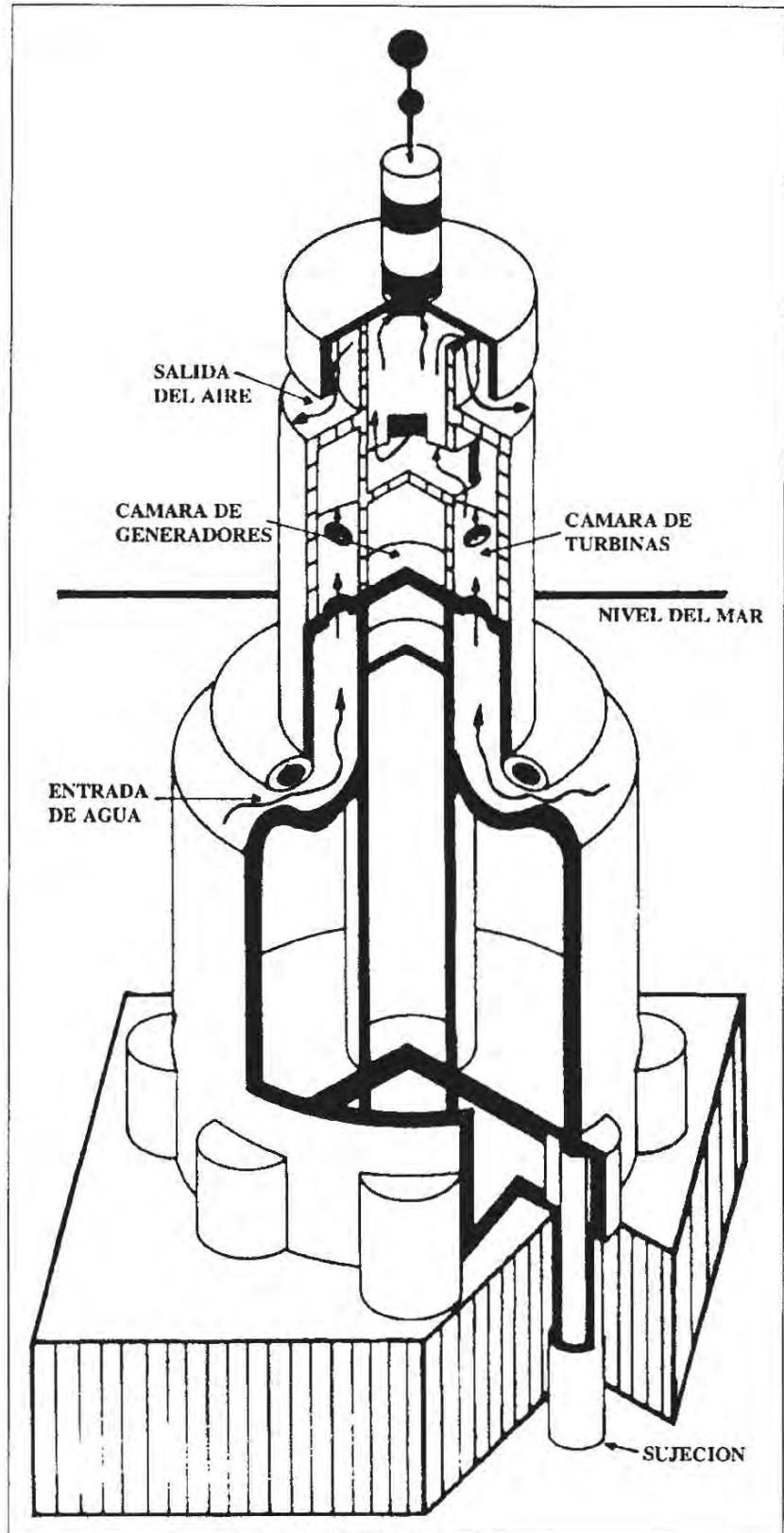


Figura 7.23: Convertidor de Belfast.

El **convertidor de Belfast** constituye un modelo más avanzado en fase de investigación y desarrollo en la Universidad de Queen (Irlanda del Norte).

Utiliza también el principio de la columna oscilante de aire y su esquema se muestra en la Figura 7.23.

El paso de las olas a través del dispositivo induce un movimiento vertical en las columnas de agua del interior de la estructura. Estos movimientos impulsan aire a través de una turbina autorrectificadora (turbina Wells), que gira siempre en el mismo sentido, independientemente del de la corriente de aire, acoplada a un generador convencional, que produce corriente eléctrica.

Una central de este tipo consistiría en una serie de dos o mas hileras de estos absorbedores puntuales, anclados en el lado del mar a una profundidad de unos 30 m. Se encuentra en proyecto una de estas centrales, de 2 GW de potencia (1.500 absorbedores) a situar en la Hébridas Exteriores (Gran Bretaña), con un desplazamiento bruto de 10.000 toneladas.

Por motivos de extensión no se pueden detallar aquí todos los sistemas convertidores de energía de las olas experimentales o en proyecto en la actualidad. No obstante, los que se han citado se consideran como los ejemplos más representativos, pudiéndose encontrar la descripción de otros dispositivos en la bibliografía correspondiente.

## **Aspectos futuros de los convertidores de olas**

El valor comercial de la energía obtenida de las olas es fuertemente dependiente del coste de las fuentes energéticas a las que pueda sustituir y de la flexibilidad o capacidad de almacenamiento del sistema. Muchos de los dispositivos propuestos han sido desarrollados para obtener el máximo rendimiento, sin tener en cuenta los costes y la simplicidad. Como la energía de las olas siempre es de muy baja densidad, el tamaño de cualquier convertidor tiende a ser muy grande y, en consecuencia, muy caro en relación a la potencia que puede extraer.

Por otra parte, un importante factor económico es la vida del sistema, y ésta viene fuertemente determinada por la resistencia de unos materiales sometidos a unas condiciones de trabajo extremadamente duras, ya sea en mares tropicales, con condiciones de intensa acción biológica, como en mares agitados, con condiciones de desgaste mecánico y, en general, con una fuerte acción química por parte del agua de mar.

Independientemente de todo ello, se han invertido elevadas cantidades de capital en la investigación y ensayos de muchos de los dispositivos mencionados. Así, Gran Bretaña, EE.UU., Japón, Finlandia, Suecia y Holanda han experimentado con esta forma de energía, a pesar de que, actualmente, el concepto de conversión de la energía de las olas no está aun suficientemente maduro como para proceder a su evaluación industrial.

Mientras tanto, los expertos siguen recomendando a todos los países costeros que desarrollan proyectos navales, que estudien la posibilidad de incluir en ellos algunos sistemas de conversión de energía de las olas, capaces de paliar de alguna forma sus necesidades energéticas locales.

## RELACIÓN DE ESPAÑA CON LA ENERGÍA DEL MAR

Aunque España es un país costero por excelencia, las posibilidades de aprovechar la energía del mar en sus diferentes manifestaciones no parecen demasiado prometedoras, aunque aún son necesarios muchos estudios en varios aspectos fundamentales.

Respecto a la **energía maremotriz**, en el litoral cantábrico aún perduran en funcionamiento algunos molinos de marea similares a los franceses, que datan de los siglos XVII y XVIII, cuya potencia solamente llega a alcanzar unos 35 kW. No obstante, a pesar de las buenas condiciones topográficas de la zona, la configuración de los embalses y la altura de la marea no permiten, generalmente, acumular favorablemente un caudal importante.

Existen en España algunos intentos dirigidos al aprovechamiento maremotriz de sus costas, siendo el área más indicada para ello la costa gallega, principalmente la ría de Vigo. El grave inconveniente que se ha opuesto al aprovechamiento maremotriz de las bahías y ensenadas españolas es la pequeña amplitud de las mareas (máximo 4 m) en todo el país.

Algunos **estudios maremotérmicos** a nivel mundial, como ya se ha indicado, señalan la zona circundante a las Islas Canarias como un posible emplazamiento de una central de aprovechamiento del gradiente térmico oceánico. Sin embargo, estudios realizados en las propias islas con datos facilitados

por el Instituto Oceanográfico de Canarias, muestran que la isoterma de menor temperatura que se encuentra en las cercanías del archipiélago a 1.000 m de profundidad es la de 7,5°C, que discurre cerca de la costa oriental de la isla de Fuerteventura y es prácticamente constante a lo largo de todo el año. Por otro lado, a nivel superficial, el valor de la isoterma en esa zona oscila entre los 22°C en verano y los 18°C en invierno, lo que daría un gradiente térmico máximo en verano de 14,5°C.

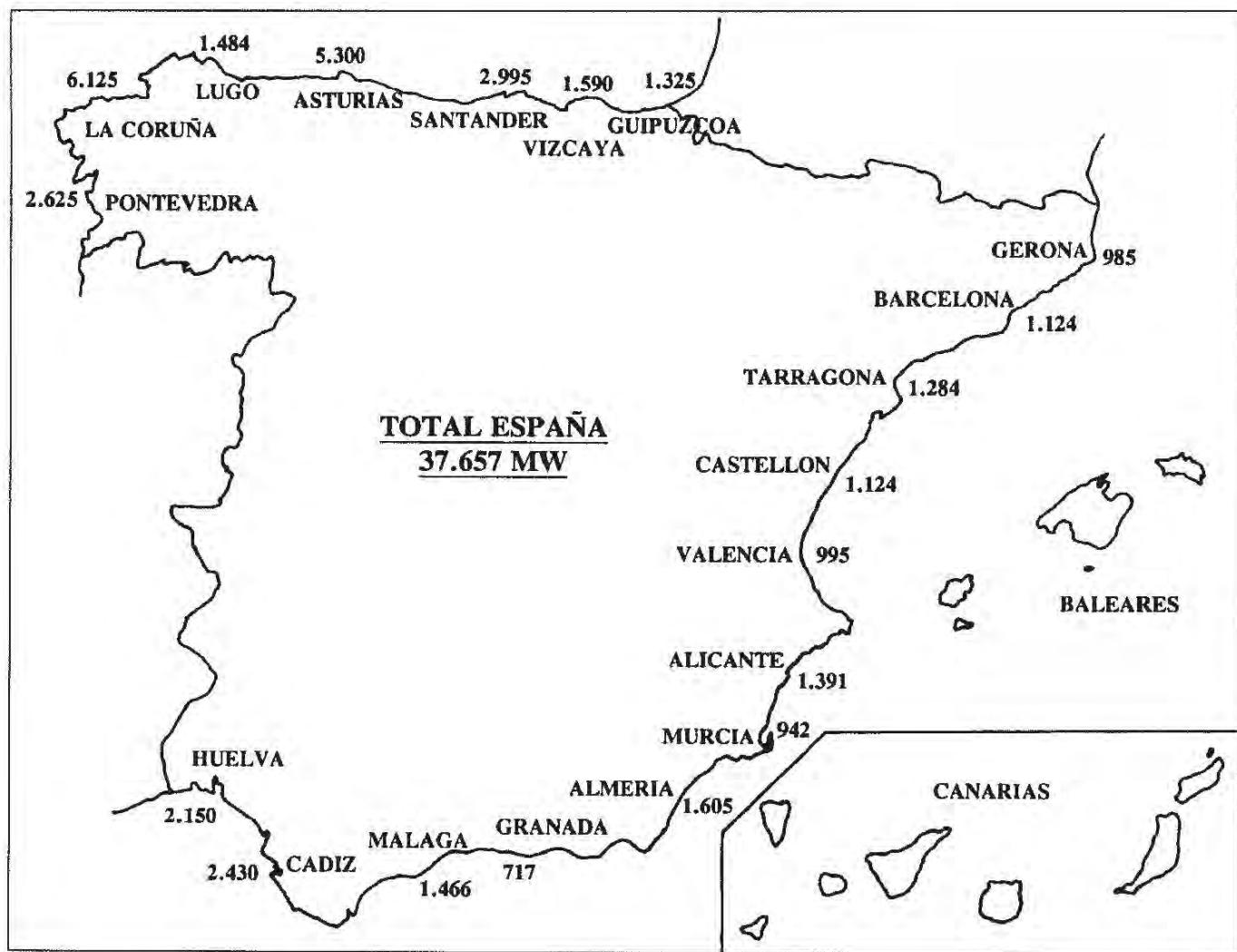


Figura 7.24: Potencial energético en las costas españolas en 1979.

Si se considera como mínimo aprovechable un gradiente de 18°C, cabría descartar esta fuente de energía en esta zona, salvo que estudios posteriores revelen lugares con diferencias térmicas más favorables.

Respecto al aprovechamiento de la **energía de las olas**, el Ministerio de Industria y Energía evaluó de forma aproximada el potencial energético en las

costas españolas en 1979, mostrándose los datos obtenidos en el mapa de la Figura 7.24, y estimándose la potencia total disipada en unos 37.650 MW, con valores medios de potencia de unos 25 kW/m en el Océano Atlántico y menos de 11 kW/m en el Mar Mediterráneo.

Aunque las densidades energéticas obtenidas resultaban de difícil explotación, en 1980 se inició el proyecto GEOMAR sobre un dispositivo convertidor de columna oscilante de agua. Publicados los resultados de las experiencias de laboratorio a finales de 1981, no se han tenido noticias posteriores respecto al estado de desarrollo de dicho proyecto a mayor escala.

## BIBLIOGRAFÍA

- ADKINS, G.C.; *Tidal power*, en *McGraw-Hill Encyclopedia of Energy* (2nd. ed.), McGraw-Hill, New York, 707-710 (1981).
- CHARLIER, R.H.; *Oceans and electric power. Part 1*, International Journal of Environmental Studies, 18, 159-168 (1982).
- CHARLIER, R.H.; *Oceans and electric power. Part 2*, International Journal of Environmental Studies, 19, 7-16 (1981).
- CONSTANS, J.; *Marine sources of energy*, Pergamon Press, Oxford (1979).
- DAWSON, J.K.; *Wave energy*, Department of Energy, Energy Paper nº 42, London (1979).
- E.D.F.; *L'usine maremotrice de La Rance 15 ans après*, Electricité de France, Direction de L'Equipment, Paris (1981).
- E.D.F.; *Energie maremotrice et thermique des océans*, Electricité de France, Direction de L'Equipment, documento nº J.05N, Paris (1983).
- GIBRAT, R.; *La energía de las mareas*, Labor, Barcelona (1973).
- GRIFFIN, O.W.; *Ocean thermal energy conversion*, en *McGraw-Hill Encyclopedia of Energy* (2nd. ed.), McGraw-Hill, New York, 458-462 (1981).
- INGENIERIA QUÍMICA (ed.); *Energía del mar*, en *Anuario de Energía 1980*, Ingeniería Química, Madrid, 632-635 (1980).
- JARABO, F.; *Energías de origen marino*, Era Solar, 13/14, 43-54 (1985).
- JARABO, F., BOTANA, J. Y CEBRIAN, J.; *La energía del mar*, Seminario Cívico-Militar de Canarias, Ciclo IV (Energías Alternativas y Ahorro Energético), 3<sup>a</sup> Ponencia, 130-144 (1983).
- JARABO, F. y FERNANDEZ, J.; *La energía del mar*, en *Energías alternativas renovables. ¿Un futuro para Canarias?*, Secretariado de Publicaciones, Universidad de La Laguna, La Laguna, Santa Cruz de Tenerife, 341-365 (1983).
- JARABO, F., FERNANDEZ, J. y MARTIN, J.F.; *La energía del mar. I. Energía maremotriz*, Energías Alternativas, 16, 61-68 (1983).
- JARABO, F., FERNANDEZ, J. y MARTIN, J.F.; *La energía del mar. II. Energía maremotérmica*, Energías Alternativas, 19, 50-62 (1983).
- JARABO, F., FERNANDEZ, J. y MARTIN, J.F.; *La energía del mar. III. Energía de las olas*, Energías Alternativas, 21, 33-43 (1983).
- JEFFS, E.; *Profil energetique de la Corée: nucleaire et maremotrice*, Electricité de France, Direction de L'Equipment, documento nº J.74/82 Paris (1982).
- MARCHAND, P.; *Travaux français sur l'énergie thermique des mers*, Electricité de France, Direction de L'Equipment, documento nº J.74/82, Paris (1982).
- MARCHAND, P.; *La energía térmica marina*, en *Las nuevas energías*, Fontalba, Barcelona, 211-32 (1983).

- McILHAGGER, D.S.; *Energy from the ocean*, curso *El Medio Ambiente y la Energía*, Universidad Internacional Menéndez Pelayo, Santander (1982).
- McMULLAN, J.T., MORGAN, R. y MURRAY, R.B.; *Energía de los mares*, en *Recursos energéticos*, Blume, Barcelona, 115-120 (1981).
- POSTIGO, L.; *Energía del mar*, en *El mundo de la energía*, Ramón Sopena, Barcelona, 257-76 (1975).
- ROMERO, E., RODRIGUEZ, A. y ROJO, J.A.; *Proyecto GEOMAR*, Ministerio de Industria y Energía, Dpto. de Investigación y Nuevas Fuentes, cuaderno nº 5, Madrid (1981).
- ROSS, D.; *Energy from the waves*, Pergamon Press, Oxford (1979).
- SEGUIER, F.; *La energía de las olas*, en *Las nuevas energías*, Fontalba, Barcelona, 232-238 (1983).
- SIMEONS, C.; *Hydro-power*, Pergamon Press, Oxford (1980).
- VALVERDE, A. y GARCIA, J.; *Los recursos energéticos del océano*, Energía, 10(2), 73-82 (1982).
- VARIOS AUTORES; *Energías marinas*, en *Energías renovables y medio ambiente*, M.O.P.U., Serie Monografías C.E.O.T.M.A., nº 16, Madrid, 353-415 (1982).
- WILLIAMS, J.R.; *Energía térmica del océano*, en *Tecnología y aplicaciones de la energía solar*, Librería Técnica Bellisco, Madrid, 105-118 (1973).

## CAPÍTULO VIII

# ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

## LA ETAPA DE ALMACENAMIENTO EN EL SISTEMA ENERGÉTICO

El almacenamiento de energía forma parte, de una forma u otra, tanto de los procesos naturales como de los artificiales de aprovechamiento de energía. Existen muchos tipos de sistemas de almacenamiento energético, por lo que su clasificación tiende a ser muy compleja. En la mayoría de los casos, son de importancia fundamental dos características:

- La cantidad de energía almacenada.
- El tiempo de almacenamiento.

Asimismo son importantes, tanto la forma de energía que se va a consumir como las variaciones en la velocidad del consumo, pero los parámetros claves a considerar cuando se comparan sistemas de almacenamiento son, en efecto, la densidad energética y el tiempo de almacenamiento.

Los combustibles fósiles representan, a la vez que una fuente de energía primaria, la mejor forma almacenable de energía. Por el contrario, la mayoría de las fuentes de energía renovables no proporcionan un flujo de energía constante y, al contrario de los combustibles, no son almacenables directamente: requieren sistemas de almacenamiento.

Existe también una importante diferencia entre los combustibles fósiles y las fuentes renovables, que es necesario considerar respecto a su almacenamiento: la **calidad** de la energía. La calidad de la energía está cuantificada por la variable de estado *entropía* (Segundo Principio de la Termodinámica) y, aunque no se entrará aquí en más detalles, es necesario establecer que cuando se habla de energía de alta calidad se hace referencia a la energía eléctrica, mecánica,

química (por ejemplo, combustibles fósiles) y calor de alta temperatura, y cuando se habla de energía de baja calidad se refiere generalmente al calor de baja temperatura.

La energía de alta calidad se puede usar fácilmente para producir energía de baja calidad (electricidad → calor), mientras que el proceso inverso es mucho más difícil y, en algunos casos, imposible. La flexibilidad de los sistemas energéticos es mayor, cuando se dispone de sistemas de almacenamiento de energía de alta calidad, aunque existen demandas de almacenamiento de los dos tipos de energía.

El uso efectivo, tanto de los combustibles fósiles como de las fuentes de energía renovables, demanda un almacenamiento energético económico y eficaz, flexible en su operación y ubicación. El amplio campo de aplicaciones posibles de los sistemas de almacenamiento evidentemente no se puede cubrir con un solo método. Se clasifican así los sistemas de almacenamiento de energía en cuatro grandes grupos, según la forma de energía que es almacenada.

- Almacenamiento térmico.
- Almacenamiento químico y electroquímico.
- Almacenamiento mecánico.
- Almacenamiento eléctrico y magnético.

Cada uno de estos grupos se considerará a continuación por separado, debido a las diversas posibilidades que ofrecen en relación no sólo al almacenamiento, sino también a la transformación y utilización de la energía.

## ALMACENAMIENTO TÉRMICO

El almacenamiento directo del calor en sólidos o fluidos aislados puede realizarse a bajas temperaturas, pero la energía sólo se puede recuperar de forma eficaz como calor. La conversión a otras formas de energía, como pueden ser la eléctrica o la mecánica, será ineficaz, debido a las limitaciones termodinámicas. Sin embargo, este sistema de almacenamiento es ideal para aplicaciones tales como la calefacción de espacios cerrados, para la cual sólo se necesita energía térmica de baja calidad.

Los medios de almacenamiento propuestos en estos casos incluyen el agua, rocas y diversos hidratos salinos. El agua caliente es, debido a su bajo coste, el medio de almacenamiento preferido cuando la energía calorífica se va a utilizar a temperaturas inferiores a los 100°C. También han sido considerados otros materiales para su uso en sistemas de calefacción, tales como la grava o la tierra.

Para las aplicaciones en otros rangos de temperatura se prefiere el almacenamiento en sólidos, ya que la temperatura no debe estar limitada por el punto de ebullición del agua. Para la utilización en sistemas de muy altas temperaturas, el fluido transmisor es aire caliente, conducido a través de un material poroso.

Los problemas fundamentales asociados al almacenamiento térmico son los siguientes:

- Establecer una superficie de transmisión de calor adecuada, con objeto de conseguir un rápido intercambio de energía hacia y desde la unidad de almacenamiento.
- Evitar las fugas caloríficas hacia los alrededores, con objeto de obtener un tiempo de pérdida grande comparado con el tiempo requerido de almacenamiento.

Por otra parte, el almacenamiento térmico puede realizarse aprovechando dos mecanismos básicos bien diferenciados:

- Almacenamiento del calor sensible.
- Almacenamiento del calor latente.

Almacenar calor sensible consiste en utilizar la capacidad calorífica del medio al aumentar su temperatura, mientras que almacenar calor latente consiste en utilizar el calor asociado con un cambio de fase del medio ( fusión o vaporización), que se produce a temperatura constante.

Se estudiarán a continuación cada una de las dos posibilidades por separado, aunque un sistema de almacenamiento térmico determinado puede utilizar ambas formas.

## Almacenamiento de calor sensible

En el almacenamiento de calor sensible interviene un material que no sufre ningún cambio de fase en el dominio de temperaturas abarcado por el proceso de almacenamiento. La ecuación básica para la cantidad de calor almacenada,  $Q$ , en una cierta masa de material,  $m$ , viene dada por:

$$\frac{Q}{m} = C_p \Delta T$$

siendo  $C_p$  el calor específico a presión constante del material y  $\Delta T$  la elevación de temperatura del sistema respecto a una temperatura de referencia. Introduciendo el volumen del sistema,  $V$ , en la ecuación anterior, ésta queda de la forma:

$$\frac{Q}{V} = \rho C_p \Delta T$$

donde  $\rho$  es la densidad del material.

Así pues, la capacidad para almacenar calor sensible en un recipiente determinado, depende del producto  $\rho C_p$  (capacidad térmica volumétrica), por lo que es necesario que los materiales utilizados cumplan la condición de tener un valor lo más elevado posible de este parámetro. Además, la velocidad a la que puede inyectarse y extraerse calor es también importante en estos sistemas. Por consiguiente, la capacidad de una sustancia para almacenar calor es también una función de la difusividad térmica,  $\alpha$ , definida como:

$$\alpha = \frac{k}{\rho C_p}$$

donde  $k$  es la conductividad térmica del material.

El **almacenamiento de agua caliente** constituye el sistema más simple, por el reducido coste del agua y sus excelentes cualidades físicas ( $\rho C_p$  y  $\alpha$ ). Debido a sus bajos puntos de fusión y ebullición, resulta ser un acumulador idóneo entre 5 y 95°C.

Se utilizan profusamente tanques pequeños para almacenar calor solar, aislados con lana de vidrio. El diseño óptimo de los sistemas de agua caliente debe considerar el tamaño del sistema de almacenamiento en comparación con la superficie captadora del panel solar y las necesidades de uso del agua caliente.

El almacenamiento de agua caliente a gran escala ha de contemplar el almacenamiento del calor para su utilización en centrales térmicas y para calefacción en pequeñas comunidades. Se han propuesto así sistemas de almacenamiento térmico en lagos superficiales y en acuíferos subterráneos.

La Figura 8.1 muestra un sistema de almacenamiento subterráneo de agua caliente que funciona en circuito cerrado, utilizando el agua del acuífero. Si la zona de almacenamiento térmico es la B, el calor excedente de la unidad de producción/consumo se usa en el cambiador de calor para calentar agua de la zona A, que se envía a la zona B. En períodos de déficit térmico, el flujo se revierte y el almacenamiento cede calor.

Aunque los ensayos subterráneos a pequeña escala están resultando satisfactorios, falta por realizar un almacenamiento prototípico importante de este sistema, ya que los estudios de viabilidad técnico-económica son favorables.

Para almacenar calor a temperaturas medias (100 - 300°C) se puede utilizar asimismo agua caliente a presión, pero este método conduce a sistemas que deben soportar altas presiones, de grandes dimensiones y costosos. Constituye una de las soluciones más caras debido al precio de los recipientes, excepto que puedan encontrarse y garantizarse almacenamiento en cuevas, que soporten presiones elevadas.

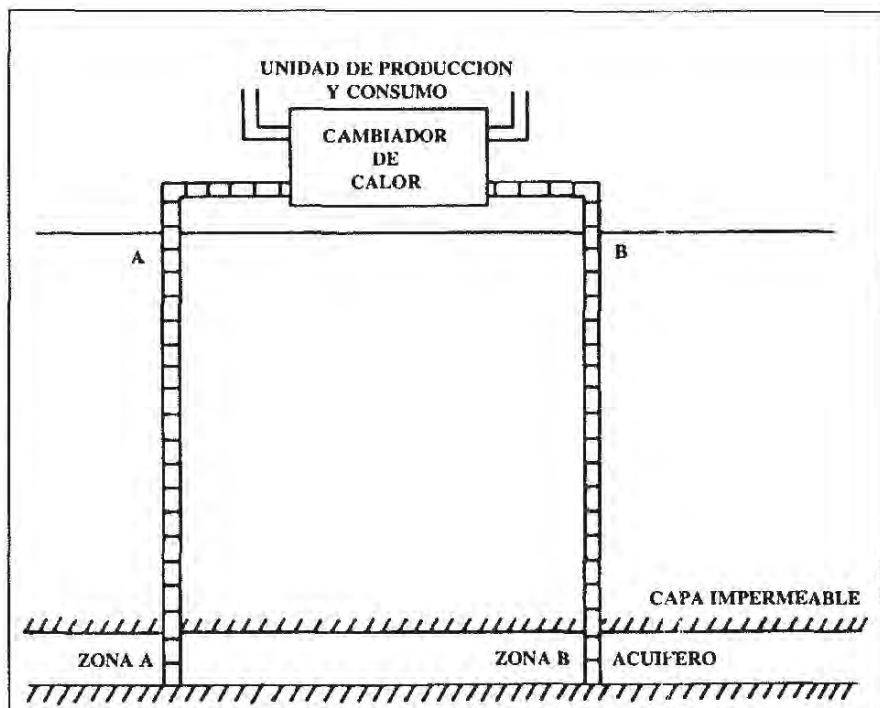


Figura 8.1: Almacenamiento térmico en acuíferos subterráneos.

El almacenamiento por medio de **fluidos orgánicos** portadores de calor, a temperaturas comprendidas entre los 280 y los 340°C se está investigando profusamente. Sin embargo, no han de confundirse los fluidos portadores de calor y los acumuladores de calor. Los primeros deben tener una buena conducti-

vidad térmica, una viscosidad reducida y unas buenas condiciones de bombeo. Los segundos, por el contrario, han de poseer un gran calor específico y un calor de fusión elevado, pero no deben tener necesariamente una conductividad muy elevada ni excelentes condiciones de bombeo.

En la actualidad, los fluidos orgánicos se utilizan como portadores de calor y sólo permiten almacenar cantidades reducidas a temperatura moderada, durante un tiempo limitado.

Para el almacenamiento de calor a temperaturas elevadas (superiores a los 500°C) se ha propuesto el uso de **metales fundidos**. Estos han de ser líquidos entre 400 y 800°C y no deben ser tóxicos ni caros. Así, sólo se tienen el aluminio, bario, magnesio y cinc como fluidos acumuladores, mientras que el sodio, estaño y plomo pueden utilizarse como fluidos portadores en numerosas aplicaciones, pero no como acumuladores de calor en el intervalo de temperaturas considerado.

Por sus propiedades físicas, el aluminio es el mejor acumulador de calor a estas temperaturas, pero las realizaciones industriales presentan muchas dificultades tecnológicas.

Los acumuladores de calor fluidos para altas temperaturas en un futuro cercano parece que deban encontrarse en el grupo de las **sales fundidas**. Presentan ciertas ventajas sobre los metales y pueden ser fabricadas específicamente en función de la temperatura de utilización deseada, ya que se conoce un gran número de eutécticos (mezclas sólidas de mínimo punto de fusión) con una temperatura comprendida entre los 400 y los 750°C.

Las sales recomendables son los nitratos, carbonatos, cloruros y fluoruros alcalinos y alcalinotérreos; actualmente hay miles de estudios teóricos en los que se determinan frecuentemente características contradictorias. No existe aún ninguna tecnología seria de utilización de estas sales.

Finalmente, como ejemplo de la utilización de estos materiales fluidos en aplicaciones de altas temperaturas se muestra la Figura 8.2. En ella se puede observar un circuito de sodio fundido (portador), que traslada el calor absorbido por un concentrador solar de alta temperatura hasta un acumulador de sales fundidas, que cederá posteriormente su energía a un circuito de generación de electricidad, dotado de un turbogenerador.

Respecto a la acumulación de calor en sólidos, los sistemas de baja temperatura han existido desde siempre (energía solar pasiva). Esta acumulación es frecuentemente de corta duración, oscilando entre varios minutos y algunas horas. Actualmente se llevan a cabo experiencias sobre **silos de calor** en materiales sólidos naturales (piedras, guijarros) para conjuntos de hasta 10 Ha (Figura 8.3). El silo puede utilizar energía térmica residual y sobre todo energía solar; con un establecimiento y regulación del almacenamiento y extracción del calor por zonas, se alcanza un rendimiento superior al 50%. Tanto la inyección como la extracción del calor se realiza utilizando el aire como portador.

Este mismo sistema se puede utilizar para el almacenamiento de calor a temperaturas medias (100 - 300°C), utilizando como portador un fluido orgánico (o agua a presión elevada) y como acumulador materiales refractarios de formas variables: arena, materiales triturados, guijarros o ladrillos de dimensiones reducidas.

La acumulación de calor a temperaturas superiores a los 1.000°C sólo se puede acometer utilizando materiales sólidos refractarios, lo cual implica el uso del aire como portador. Este tipo de almacenamiento existe desde hace mucho tiempo en la industria para la realización de intercambiadores y recuperadores, pero la duración de los ciclos siempre se halla limitada a algunos minutos o a algunas horas, como máximo. En este caso, los materiales utilizados son apilados

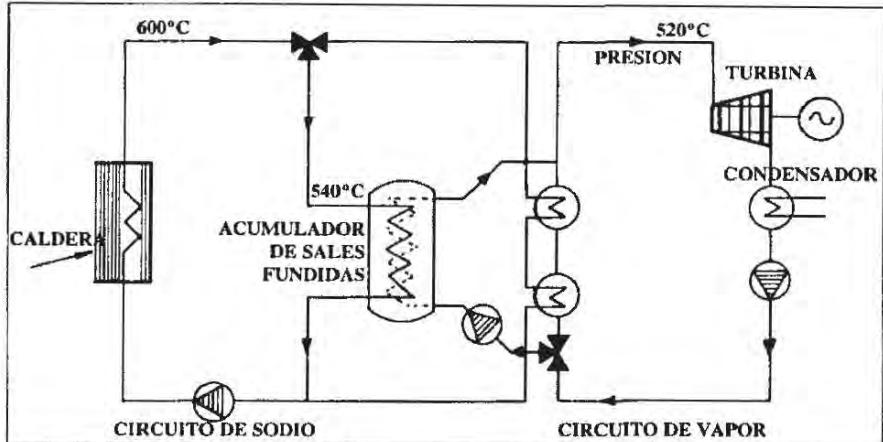


Figura 8.2: Circuito de captación-acumulación-generación de alta temperatura.

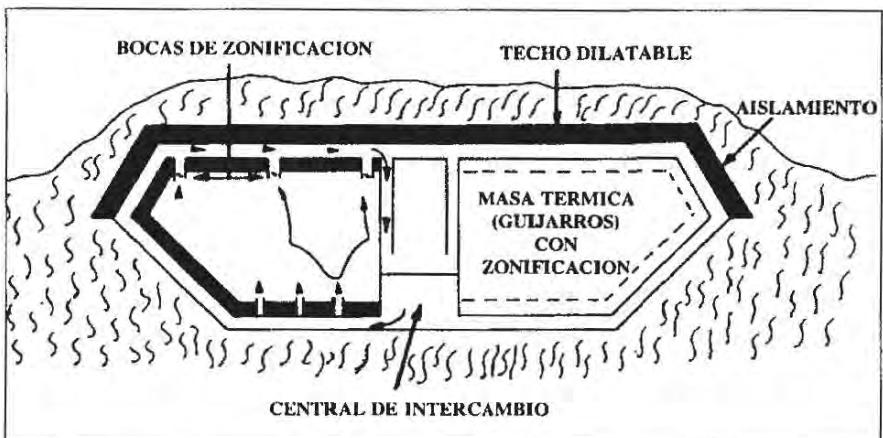


Figura 8.3: Silo de calor.

mientos de ladrillos de variada calidad, y se siguen los ciclos termodinámicos necesarios.

Como resulta muy difícil almacenar grandes cantidades de calor a muy alta temperatura en los ladrillos, se ha llegado a la concepción de intercambiadores y silos mediante bolas refractarias (Figura 8.4).

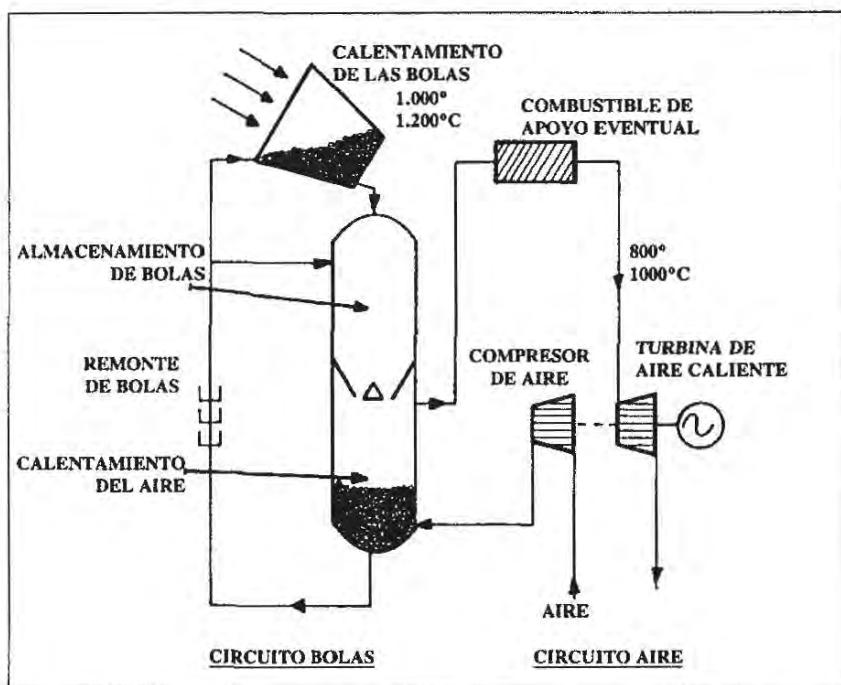


Figura 8.4: Acumulador de calor a bolas para ciclo de alta temperatura.

la actualidad, pero que sólo serán fabricadas industrialmente a largo plazo.

En este caso, los concentradores solares calientan las bolas (normalmente de alúmina) a 1.000 - 1.100°C, éstas se extraen de manera regular a fin de calentar aire comprimido que circula a su alrededor en contracorriente. El aire comprimido se calienta a 900 - 1.000°C y seguidamente pasa al interior de una turbina de gas.

Las temperaturas muy elevadas en el almacenamiento exigen tecnologías que pueden ser previstas en

## Almacenamiento de calor latente

El calor latente que interviene en los cambios de fase es una forma potencialmente importante de almacenamiento de calor. Existen diversos cambios de fase que pueden almacenar unas cantidades de calor suficientemente grandes como para ser útiles. Los cambios de fase más importantes son los correspondientes al paso de agua a vapor, en el que se almacenan, dependiendo de la temperatura a la que se produce la ebullición, unas 540 kcal/kg. Sin embargo, el vapor es un medio difícil de mantener en un recipiente y los intentos de almacenar vapor en tanques a presiones elevadas han sido abandonados como poco prácticos y peligrosos. En general, es técnicamente más simple un cambio de fase de sólido a líquido en vez de líquido a gas.

Los cambios de fase de sólido a líquido exigen menos energía que los correspondientes de líquido a gas, pero pueden proporcionar un almacenamiento de cantidades útiles de energía. La temperatura a la que se produce el cambio de fase también es importante, debido a que debe ser compatible con las temperaturas del sistema en el que ha de integrarse el subsistema. Por consiguiente, es necesario conocer tanto el calor de fusión como la temperatura a la que ésta se produce.

**Las sales hidratadas a baja temperatura** reúnen ventajas muy significativas para el almacenamiento de energía de baja calidad. La fusión de estas sales supone a la vez una disociación iónica, una deshidratación y un cambio de estado. Por ello, en sales hidratadas como el sulfato sódico ( $\text{Na}_2\text{SO}_4 \cdot 10 \text{ H}_2\text{O}$ ), el fosfato disódico ( $\text{Na}_2\text{HPO}_4 \cdot 12 \text{ H}_2\text{O}$ ) y el tiosulfato sódico ( $\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_3 \cdot 5 \text{ H}_2\text{O}$ ), es posible almacenar unos 100  $\text{kW}/\text{h} \cdot \text{m}^3$  a temperaturas

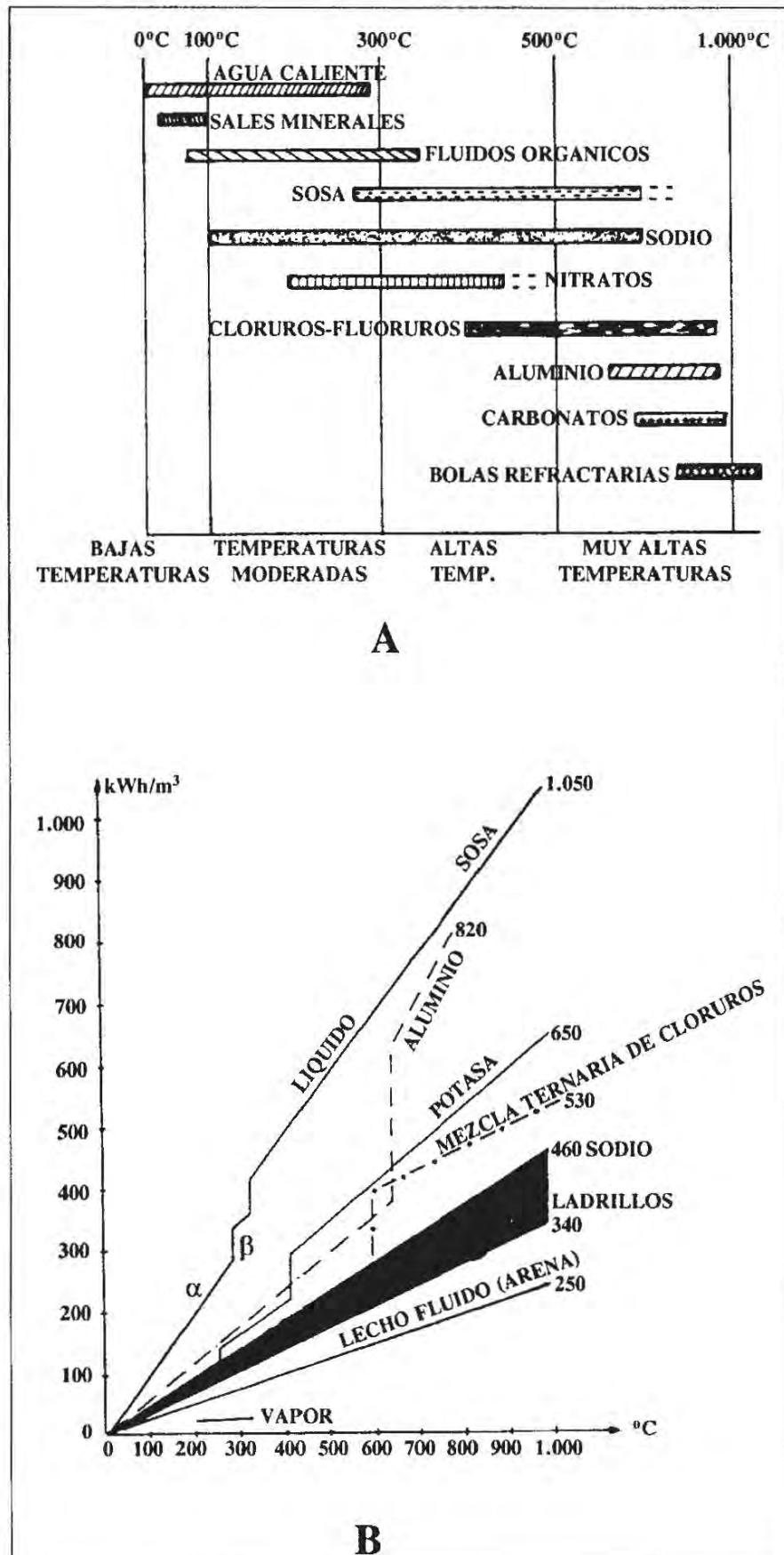


Figura 8.5: Acumuladores térmicos:  
**A) Dominio de utilización.**  
**B) Energía contenida en los materiales.**

constantes comprendidas entre 10 y 60°C. El precio de las mismas es muy bajo y permite prever grandes capacidades de almacenamiento.

Para almacenar calor a temperaturas de hasta 300°C se ha buscado la utilización de la sosa cáustica (NaOH) y la potasa cáustica (KOH). El calor latente de la primera permite almacenar unos  $180 \text{ kW/h}\cdot\text{m}^3$  entre 290 y 325°C, mientras que el de la segunda puede acumular  $360 \text{ kW/h}\cdot\text{m}^3$  entre 290 y 500°C. La sosa cuenta además con la ventaja de ser el material más barato por kW almacenado.

Finalmente, la búsqueda de **eutécticos salinos** adecuados, permitirá utilizar estas mezclas de sales para el almacenamiento de calor latente a altas temperaturas, y no sólo de calor sensible, como se indicó anteriormente.

En la Figura 8.5.a se muestran a modo de resumen los dominios de utilización de los materiales para almacenamiento térmico, mientras que en la Figura 8.5.b se pueden observar las capacidades de almacenamiento de algunas de estas sustancias.

## ALMACENAMIENTO QUÍMICO Y ELECTROQUÍMICO

Existe la posibilidad técnica de producción de compuestos químicos mediante la electricidad en exceso que hay que almacenar, o incluso mediante el calor obtenido antes de su conversión en electricidad.. El producto químico más sencillo que puede producirse de forma convencional es el hidrógeno, que puede obtenerse por diversas vías. Este hidrógeno resultaría entonces el combustible del cual se extraería posteriormente la energía útil, para lo cual se están estudiando diferentes tecnologías.

Por su parte, la electricidad puede transformarse y almacenarse directamente como energía química en acumuladores electroquímicos, comúnmente llamados *baterías*, de los cuales se recupera la energía en forma de corriente eléctrica.

Debido a la amplitud de cada una de estas dos formas de almacenamiento, a continuación se acometerá su estudio por separado, aunque en algún caso puedan existir puntos comunes.

## Hidrógeno

El hidrógeno parece ser la solución para los almacenamientos de energía a largo plazo, en una forma relativamente concentrada y fácil de utilizar. Las ventajas que presenta se pueden resumir en los siguientes puntos:

- Es compatible con cualquier forma de energía primaria.
- Existe en cantidades ilimitadas en la Naturaleza en forma de agua, y su utilización es cíclica.
- Es el combustible menos contaminante, ya que en su combustión térmica, de producirse algún gas nocivo, serían óxidos de nitrógeno, y sólo en muy pequeñas cantidades.
- Tanto sus características de combustión, como de consumo electroquímico son muy favorables.

El hidrógeno se puede obtener por **métodos termoquímicos**, bien descomponiendo térmicamente el agua de forma directa, o bien haciéndola reaccionar con otros productos (hidrocarburos). La descomposición térmica del agua utilizando energía calorífica de alta calidad es un proceso de gran rendimiento en la transformación (superior al 60%), pero adolece de grandes problemas técnicos de los materiales, aún no resueltos satisfactoriamente.

Si se dispone directamente de electricidad, se puede obtener hidrógeno mediante un **proceso electroquímico** de electrólisis (descomposición del agua mediante una corriente eléctrica). Aunque mediante este proceso se pueden alcanzar rendimientos superiores al 50%, los factores económicos aún no son demasiado favorables.

Finalmente, se puede obtener hidrógeno directamente a partir de la luz solar por medio de la **fotólisis** del agua, proceso similar al que se produce en algunas etapas de la fotosíntesis de las plantas, y que está proporcionando importantes perspectivas para el futuro. La fotólisis se lleva a cabo con ayuda de una sustancia fotosensible (complejos de piridina y rutenio) depositada sobre un soporte mecánico. La oxidación-reducción de esta sustancia provoca, junto con otra que actúa de par redox, la descomposición del agua en sus elementos constituyentes.

Una vez obtenido el hidrógeno, éste se puede almacenar en cantidades masivas, para lo cual se han considerado diferentes tecnologías, aunque en todos los casos el almacenamiento de hidrógeno plantea problemas de seguridad que encarecen el proceso.

Los almacenamientos de cantidades masivas de hidrógeno comprimido pueden efectuarse en el interior de distintas capas de terreno (Figura 8.6):

- Capas acuíferas.
- Cavidades salinas.
- Cavidades artificiales.

Los almacenamientos de hidrógeno en fase líquida o a elevadas presiones sólo se pueden prever para cantidades relativamente reducidas. Presentan inconvenientes desde el punto de vista de la seguridad, por lo que aún son necesarias investigaciones metalúrgicas para el almacenamiento de cantidades importantes de hidrógeno por los dos métodos indicados.

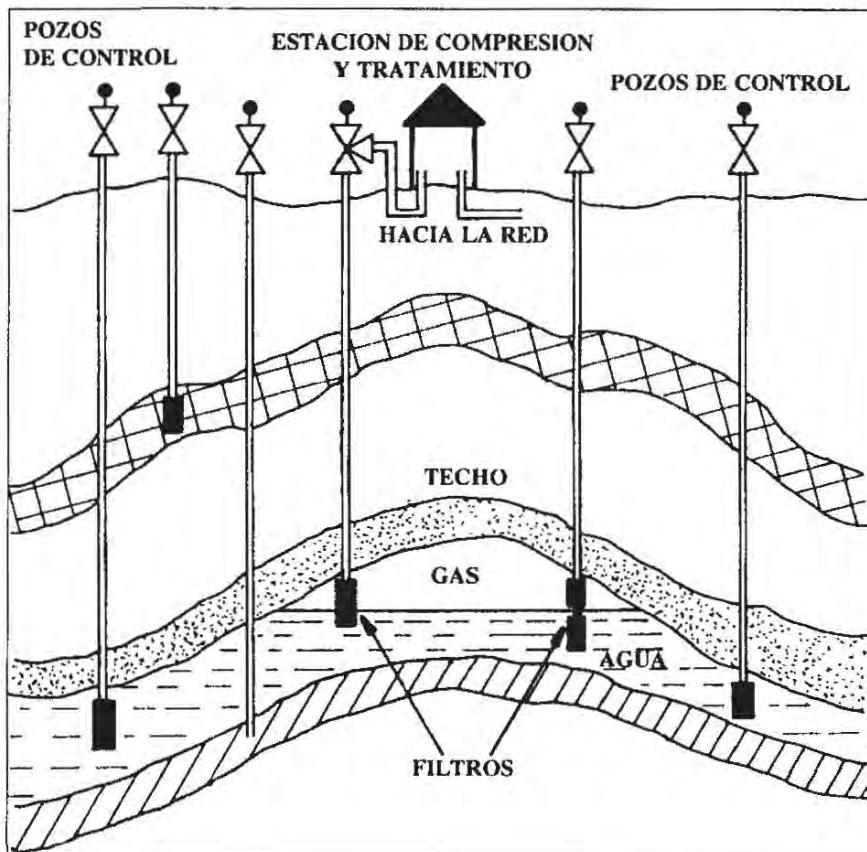


Figura 8.6: Esquema de un recipiente natural para almacenamiento de hidrógeno.

El almacenamiento de hidrógeno en forma de hidruros reversibles, puede ser una solución satisfactoria para el problema de la acumulación de pequeñas cantidades de hidrógeno de forma cómoda. Este sistema está basado en la absorción de hidrógeno por parte de un metal o una aleación metálica a temperatura constante, aumentando la pre-

sión. Al ser este proceso reversible, al aumentar la temperatura y/o disminuir la presión, se producirá una desorción del hidrógeno contenido en el hidruro metálico formado, recuperándose aquél en forma gaseosa.

Este tipo de acumulación del hidrógeno presenta como ventajas más destacadas las condiciones de seguridad y su densidad en hidrógeno, mayor incluso que el elemento en su estado líquido. Su principal inconveniente es el peso muerto correspondiente al metal, así como la necesidad de trabajar con hidrógeno de elevada pureza, ya que otros gases acompañantes envenenarían el metal.

Actualmente se presentan como materiales más utilizados para almacenamiento las aleaciones de  $\text{FeTi}$  y  $\text{LaNi}_5$ , que forman hidruros de baja temperatura, y los de  $\text{Mg}$  y  $\text{Mg}_2\text{Ni}$  y mezclas de ellos, que forman hidruros de alta temperatura.

La reducción de los costes, aún muy elevados, está llevando en todo el mundo, a trabajos de investigación para buscar aleaciones metálicas más ligeras y baratas.

Para extraer de nuevo la energía almacenada como hidrógeno, basta quemar éste directamente en un ciclo térmico de Brayton (comprimiendo el gas, adicionando calor y expansionando luego a través de una turbina), en una turbina de gas (base de los motores a reacción de los aviones). El rendimiento de este ciclo es próximo al 60%, pero plantea actualmente problemas de costes.

También plantea problemas económicos la utilización de las denominadas *pilas de combustible*, pero se les augura un importante futuro como complemento al sistema de almacenamiento de hidrógeno, principalmente debido a su gran fiabilidad.

Una pila de combustible es una célula electroquímica que transforma de manera directa y continua la energía química de un combustible (hidrógeno) y un oxidante (oxígeno) en electricidad mediante un proceso que implica un sistema electrolito - electrodos invariantes. Su funcionamiento se comprende mejor si se compara con el proceso inverso de la electrólisis, ya citado como sistema de producción de hidrógeno a partir del agua (Figura 8.7).

El principio de la electrólisis es la reacción que tiene lugar cuando una corriente eléctrica pasa a través de agua, liberándose hidrógeno en al ánodo (+)

y oxígeno en el cátodo (-). En las pilas de combustible el procedimiento es a la inversa: el polo negativo se alimenta con hidrógeno y el polo positivo con oxígeno, que se combinan formando agua y producen corriente eléctrica. El combustible y el oxidante se introducen a cada lado de los electrodos, en forma gaseosa, absorbiéndose por el electrolito. Este puede estar formado por diversas disoluciones ácidas o alcalinas, aunque la tendencia actual es a encontrar electrolitos sólidos, aunque se tenga que operar a temperaturas más elevadas. Los electrodos suelen ser de platino u otro metal noble.

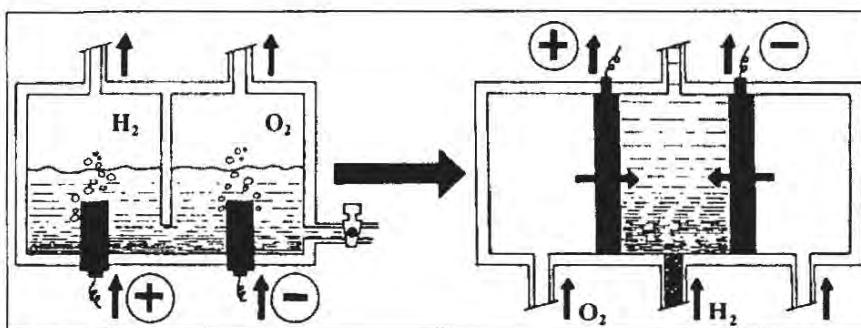


Figura 8.7: Comparación entre el proceso de electrólisis y una pila de combustible.

vos, aunque se espera que en el futuro alcanzarán mayor auge, fundamentalmente si se mejora la economía de los sistemas de acumulación de hidrógeno, que parece estar llamado a ser uno de los más importantes medios portadores de energía.

## Acumuladores electroquímicos: baterías

Los acumuladores electroquímicos o baterías son sistemas que permiten almacenar la electricidad en forma de energía química. Consisten en dos electrodos situados a ambos lados de un electrolito. Los electrodos intercambian iones con el electrolito y electrones con el circuito externo (Figura 8.8).

El ánodo es el electrodo oxidante, es decir, envía iones positivos hacia el electrolito durante la descarga y electrones hacia el circuito exterior. Al suministrar corriente positiva al electrolito, el ánodo se queda él mismo con carga negativa y actúa como fuente de electrones para el circuito externo. El cátodo actúa como absorbedor de electrones. La fuerza electromotriz (fem) es la diferencia de potencial entre los electrodos y constituye la fuerza impulsora de la corriente eléctrica. La tensión real de la batería resulta ser la fem menos la caída de tensión en el interior de la misma; para mantener su valor y, consecuentemente, la corriente, los

La pila de combustible se caracteriza por unos rendimientos de conversión elevados, superiores a los de otros acumuladores electroquímicos. Sin embargo, sus costes aún son prohibitivos.

electrones se han de producir en el ánodo y ser usados en el cátodo. Como ningún proceso químico puede generar carga neta, en el electrolito ha de producirse un transporte de cargas, en forma de iones, entre los electrodos.

El electrolito debe ser conductor de iones, pero no de electrones, ya que en tal caso se produciría un cortocircuito en la célula y se descargaría por sí misma. La resistencia interna de la célula es aquélla que se opone al transporte de cargas en el circuito interno, dependiendo de la carga del sistema. Evidentemente, cuanto menor valor tenga, menores serán también las pérdidas de energía del sistema.

La capacidad de almacenamiento energético de los acumuladores es del orden de 15 a 50 W/h·kg, cantidad muy poco significativa. Esta capacidad varía con la edad de los elementos, condiciones de carga, tensión de fin de descarga, régimen de descarga y temperatura.

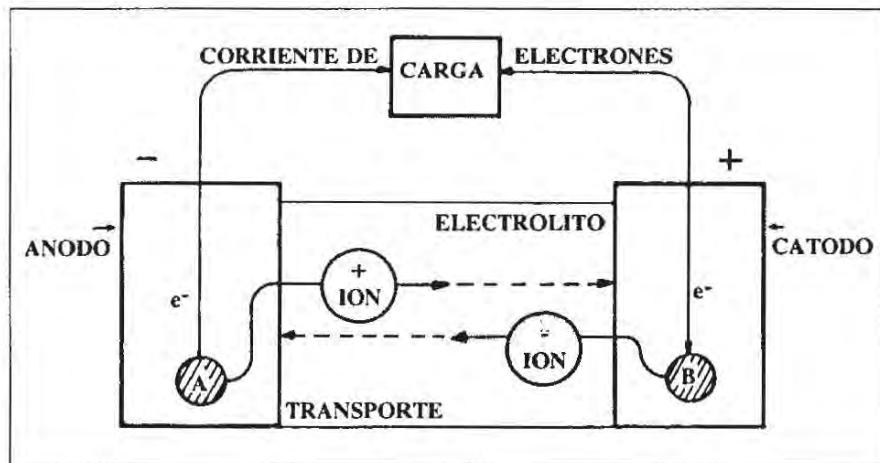


Figura 8.8: Acumulador electroquímico durante la etapa de descarga.

Los acumuladores presentan un gran interés en los estudios actuales de almacenamiento de electricidad en la gama de potencias medias y períodos de almacenamiento limitados, para lo cual ofrecen las siguientes ventajas:

- Existen industrialmente.
- Son perfectamente modulares.
- Entran inmediatamente en acción.

Sin embargo, todavía no existen acumuladores industriales de gran tamaño con una larga duración y que tengan un precio bajo o incluso aceptable. Actualmente, la utilización en vehículos automóviles es el objeto de la mayor parte de las investigaciones.

El rendimiento energético de las baterías, relación entre la energía suministrada al acumulador y la restituida por el mismo, varía en función de un gran número de factores, pero se encuentra entre el 70 y el 75 %.

Las demandas técnicas que presentan estos sistemas, como cualquier otro sistema de almacenamiento, son:

- Densidad energética suficientemente alta.
- Densidad de potencia.
- Duración.

Ello ha conducido a numerosas investigaciones en los últimos años, tendentes a mejorar las características de los acumuladores electroquímicos, no sólo en lo que respecta a sus características técnicas, sino en el ámbito de reducir en lo posible sus altos costes. Los diversos tipos de acumuladores que se conocen se pueden clasificar en los siguientes grupos:

- Acumuladores de plomo-ácido.
- Acumuladores alcalinos.
- Acumuladores especiales.
- Acumuladores redox.
- Pilas de combustible.

Los **acumuladores de plomo-ácido** son actualmente los únicos aceptables desde el punto de vista de las inversiones y el coste de explotación, a pesar de su baja densidad energética, elevado tiempo de recarga y la necesidad de un esmerado mantenimiento. Su funcionamiento se representa por la siguiente reacción:



Casi la mitad del peso de la batería es debido a los órganos accesorios a la misma: rejillas para sostener la materia activa, vástagos polares, conexiones,

bornes, cubeta y otros componentes, por lo que se ha intentado reducir el peso utilizando materiales de baja densidad. La introducción de fibras de carbono como cátodos no sólo ha conseguido aligerar el sistema, sino que también ha aumentado su capacidad energética.

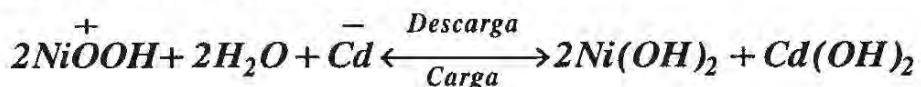
Los **acumuladores alcalinos** poseen un electrolito formado por una disolución de potasa cáustica (KOH) al 25%. En este caso, el electrolito no interviene en la reacción, por lo que su densidad y composición permanecen constantes.

Estos acumuladores tienen las ventajas de poseer robustez mecánica y química, una mayor duración y son más ligeros que las baterías de plomo. La densidad mísica de energía del elemento alcalino es superior a la del elemento de plomo, pero la densidad energética por unidad de volumen resulta menor.

Las baterías alcalinas se comportan muy mal a baja temperatura, y su rendimiento (55 a 65%) es netamente inferior a la de los acumuladores de plomo. Si a ello se une que son más caras que las de plomo, se comprende que no puedan utilizarse para importantes almacenamientos de energía.

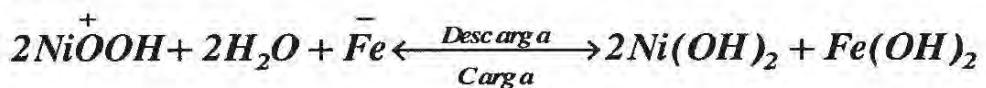
Dentro de este tipo de acumuladores cabe destacar los siguientes:

- Batería de Ni-Cd; tiene la reacción:

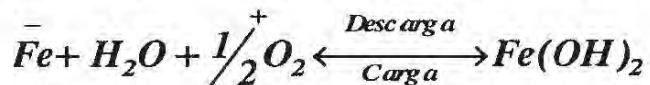


Análoga pero más barata es la batería de Ni-Zn, pero permite pocos ciclos de carga y tiene problemas de control de temperatura.

- Batería de Ni-Fe; su densidad energética es baja, así como su tensión de salida:

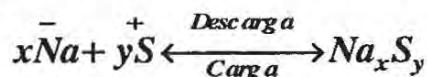


- Batería de Fe-aire; utiliza el oxígeno del aire, siendo su reacción:



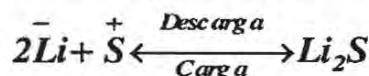
Esta batería se autodescarga fácilmente a bajas temperaturas, tiene una eficacia de carga pobre y una limitada capacidad de potencia (máximo 30 - 40 W/kg).

Dentro de los **acumuladores especiales** destacan los de *electrolitos sólidos*, en los que la transferencia de cargas (iones) se realiza en estado sólido a través del electrolito, que suele ser de  $\beta$ -alúmina, siendo los electrodos líquidos, de sodio y azufre fundidos (operando a 300°C). La reacción de esta batería Na-S es:



Los problemas que plantea el electrolito, que es un producto cerámico, son numerosos, no estando resuelto tampoco el problema de la estanqueidad del sistema.

Por su parte, los acumuladores especiales de *electrolitos fundidos*, tienen como ejemplo más característico al acumulador de Li-S, cuyos electrodos son líquidos y encierran un electrolito de LiCl-KCl operando a 380 - 450°C. Su reacción es:



Presenta problemas de ataque de los aislantes cerámicos, debido a la corrosividad del litio líquido, y la disolución de éste en el electrolito. Se ha mejorado este sistema utilizando electrodos de aleaciones de litio con aluminio y de sulfuros de hierro.

**Los acumuladores redox** se caracterizan por su almacenamiento externo de reactivos, dado que el proceso electroquímico tiene lugar entre especies disueltas y los electrodos (generalmente de carbón) intercambian electrones no interviniendo en la reacción ni experimentando ningún cambio físico.

El ejemplo más típico es el acumulador de Fe/Cr, cuyo esquema se muestra a título de ejemplo en la Figura 8.9. También se está estudiando intensamente el de Fe/Ti, que puede proporcionar rendimientos de hasta el 70% operando a 80°C.

La gran ventaja de estos sistemas es que aparentemente pueden funcionar a un número ilimitado de ciclos carga-descarga, aunque existe una considerable incertidumbre acerca de los costes totales de estos dispositivos.

Respecto a las pilas de combustible, ya mencionadas en el estudio de la conversión del hidrógeno en electricidad, es necesario indicar que se están haciendo ensayos utilizando bien combustibles directos (metano, metanol, amoniaco e hidrazina), o bien combustibles indirectos (gas de síntesis o gas natural), que se transforman en el interior de la célula para producir un gas más reactivo, que se alimenta entonces al ánodo. Asimismo se estudian oxidantes distintos del aire o el oxígeno, como, por ejemplo, el cloro.

En la Figura 8.10 se muestra a modo de resumen la capacidad energética de algunos tipos de acumuladores electroquímicos.

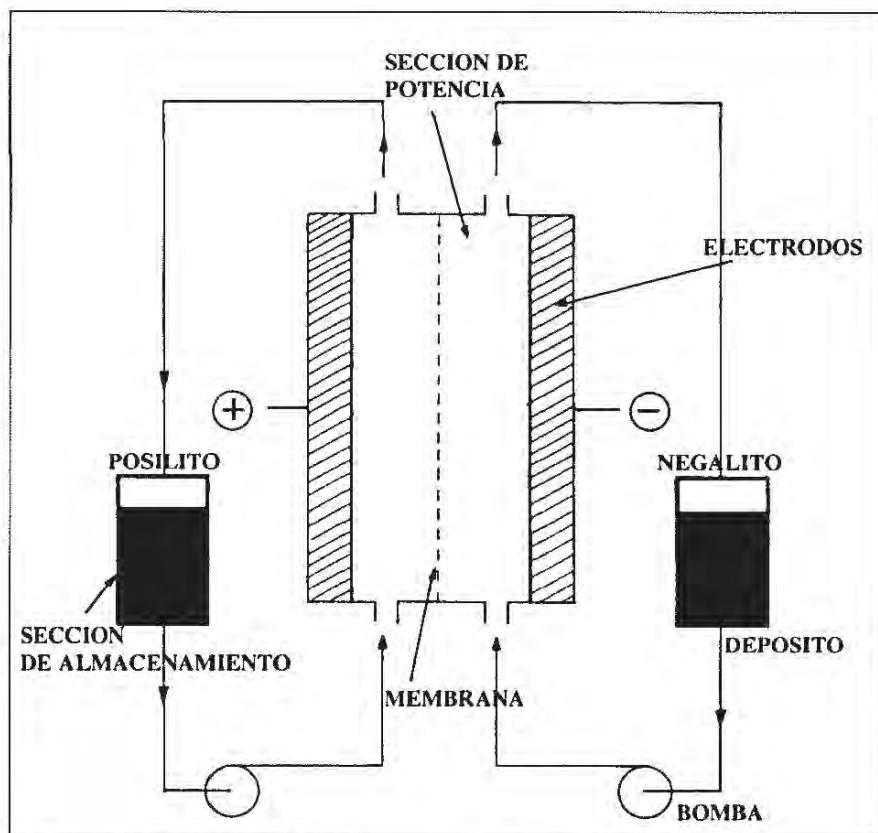


Figura 8.9: Esquema del acumulador redox Fe/Cr.

## ALMACENAMIENTO MECÁNICO

En algunos casos puede acometerse el almacenamiento en forma de energía mecánica, bien directamente o transformando la energía eléctrica en mecánica, para posteriormente volverla a recuperar. Se estudiarán dos tipos de almacenamiento en forma de energía mecánica, correspondientes a los dos aspectos que puede presentar este tipo de energía: energía potencial y energía cinética.

### Energía potencial: resortes, compresión de gases y bombeo de agua

Cuando un sistema mecánico se encuentra en un estado tal que tiene la posibilidad de liberar energía por sí mismo y, por tanto, producir trabajo, se dice que el sistema posee *energía potencial*.

Un sistema mecánico sencillo que puede almacenar energía potencial, aunque en cantidades muy reducidas, es un **resorte**. La relación entre la fuerza aplicada al resorte,  $F$ , y la expansión lineal que permite dicha fuerza,  $s$ , viene dada por la ley de Hooke:

$$F = k s$$

siendo  $k$  la *constante de elasticidad* del resorte.

El trabajo desarrollado al expandir el resorte a una distancias viene dado por:

$$W = \frac{1}{2} k s^2$$

La densidad energética de un resorte o de cualquier otro sistema de almacenamiento basado en un material elástico es bastante baja, mientras que la densidad de potencia es alta (la expansión puede ser muy rápida). Sin embargo, debido a su baja densidad energética es muy improbable que estos sistemas encuentren aplicación en almacenamientos masivos de energía.

La **compresión de gases** es otra vía para almacenar energía mecánica. Cuando se usa un pistón para comprimir un gas, la energía queda almacenada en el gas y puede ser liberada invirtiendo el movimiento del pistón.

Si el proceso transcurre a temperatura constante, el trabajo que puede desarrollar el sistema, supuesto gas ideal, viene dado por:

$$W = P_o V \ln \frac{V_o}{V}$$

donde  $P_o$  y  $V_o$  son las condiciones iniciales de presión y temperatura, respectivamente, y  $V$  el volumen después de la expansión

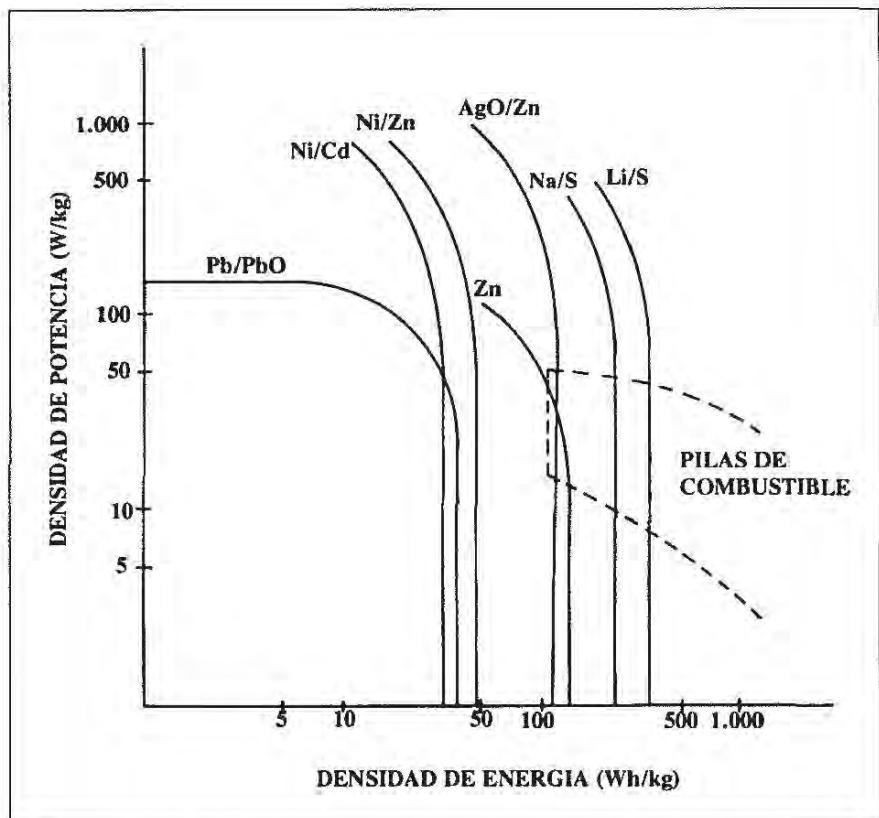


Figura 8.10: Densidad de potencia en función de la densidad energética para distintos sistemas de baterías.

El almacenamiento de energía a gran escala en forma de aire comprimido en cuevas naturales o artificiales es actualmente viable tanto técnica como económicamente. La energía acumulada puede utilizarse aplicando turbinas de baja presión, pero esta aplicación proporciona rendimientos muy bajos. El sistema puede mejorarse enfriando durante el proceso de compresión y calentando el aire antes de la expansión. Si se reducen las fugas al mínimo, el rendimiento de este sistema es del orden del 70 al 75%, y el tamaño óptimo de la instalación está comprendido entre los 200 y los 1.000 MW/h. Un esquema de este proceso se muestra en la Figura 8.11.

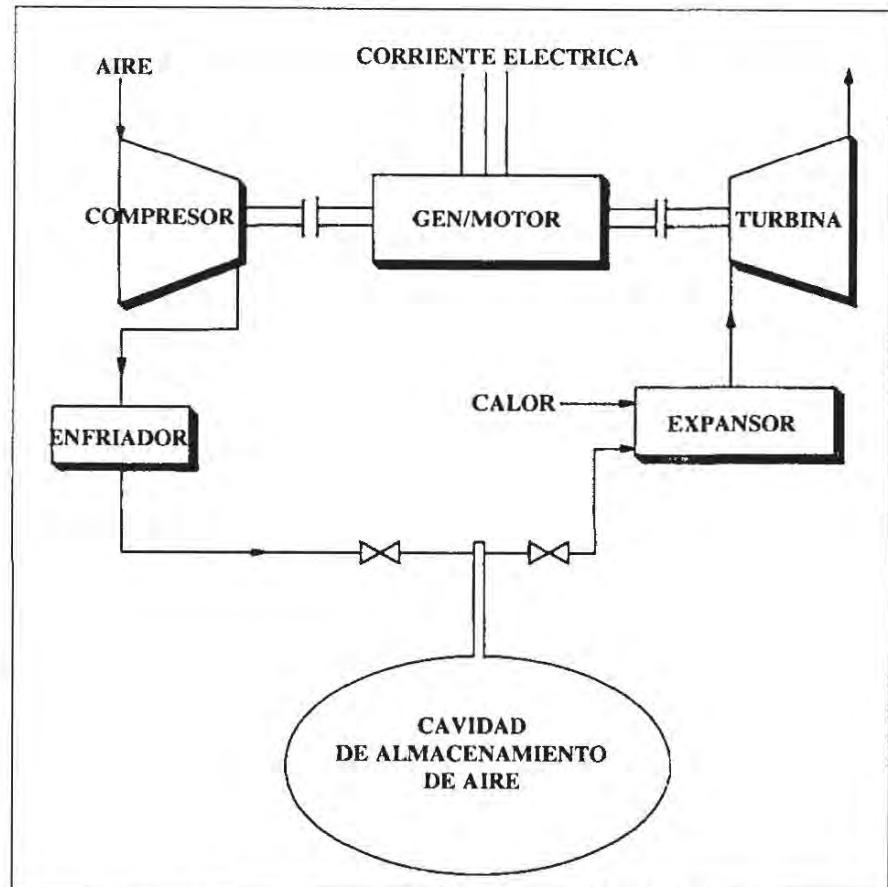


Figura 8.11: Almacenamiento de aire comprimido.

El almacenamiento por **bombeo de agua** es el único método de acumulación de energía a gran escala de uso generalizado. Cuando una masa  $m$  está situada en el campo gravitatorio terrestre a una altura  $h$  sobre un nivel arbitrario,  $h_0$ , su contenido en energía potencial viene dado por la ecuación:

$$W = m g (h - h_0)$$

donde  $g$  es la aceleración de la gravedad ( $9,81 \text{ m/s}^2$ ).

Cuando se deja bajar el agua hasta el nivel  $h_0$ , la energía potencial almacenada se transforma en energía cinética, que se utiliza para mover turbinas hidráulicas acopladas a generadores eléctricos. Evidentemente, el bombeo previo del agua a una cierta altura consume energía, pero los actuales sistemas de turbinas hidráulicas reversibles (funcionan como bombas y como turbinas, indistintamente) permiten obtener rendimientos globales del sistema del 70 al 75%, almacenando cantidades de energía comprendidas entre los 200 y los 2.000 MW/h.

La diferencia de nivel se puede obtener de dos formas (Figura 8.12):

- Bombeo a embalses elevados.
- Bombeo desde cavernas subterráneas.

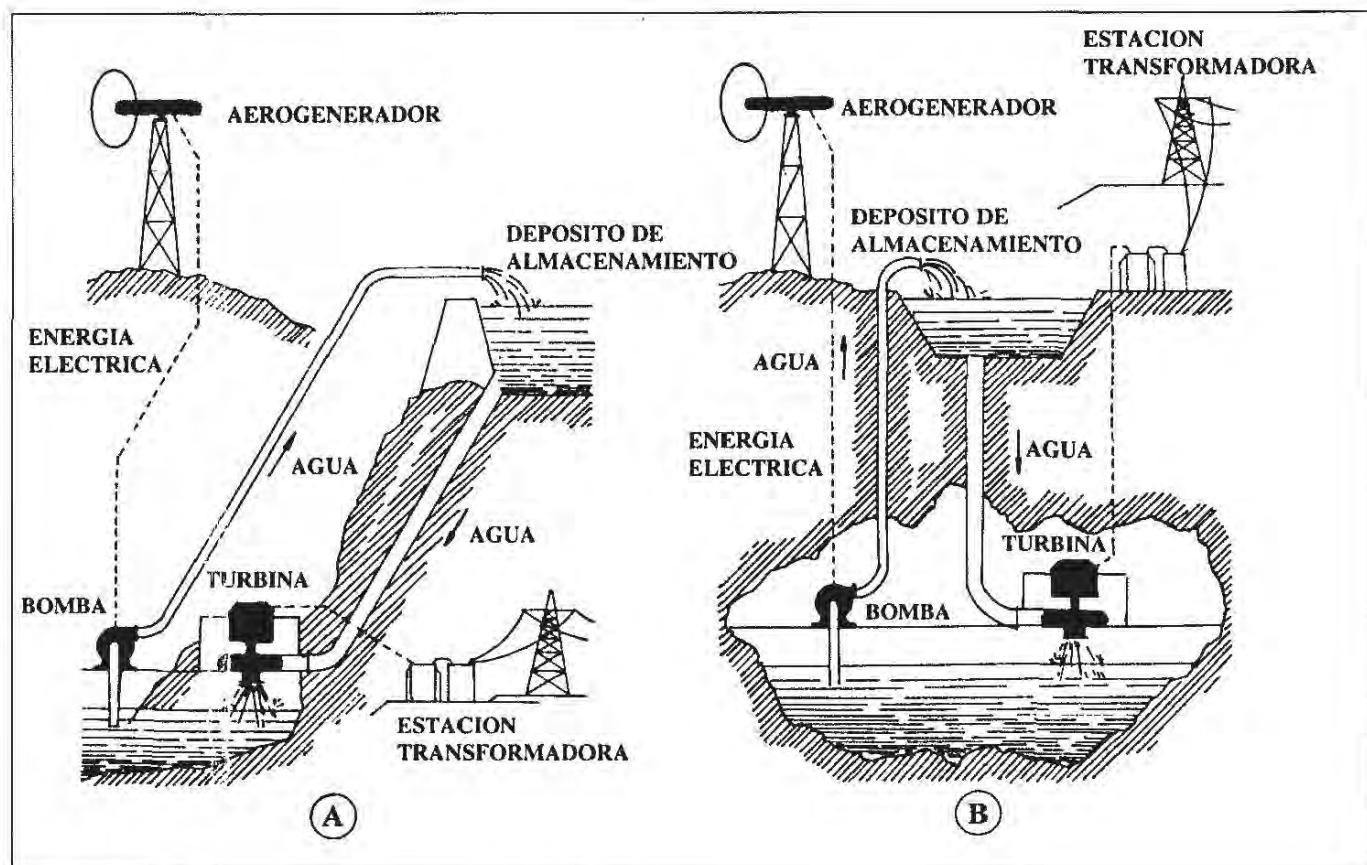


Figura 8.12: Almacenamiento por bombeo de agua:

- A) En embalses elevados.  
B) En cavernas subterráneas.

Ambos procedimientos tienen el inconveniente de tener una aplicación limitada, debido a la dificultad de encontrar emplazamientos topográficamente adecuados y con cantidades de agua suficientes para que la instalación funcione en condiciones óptimas, pero parece que las perspectivas de almacenamiento subterráneo son mejores y con menos dificultades para encontrar emplazamientos idóneos.

En cualquier caso, el almacenamiento por bombeo es el sistema más adecuado para almacenar grandes cantidades de energía, bien procedentes de grandes aerogeneradores, o bien de centrales hidroeléctricas o térmicas convencionales, principalmente para su uso en las horas punta de demanda.

## Energía cinética: volantes de inercia

En los sistemas de almacenamiento de energía cinética, ésta es acumulada como inercia en una masa giratoria, denominada *volante de inercia*. Esta forma de almacenar energía por pequeños períodos de tiempo es uno de los conocidos desde hace más tiempo (tornos de alfarero, máquinas de vapor). La aplicación de volantes de inercia para almacenamientos más largos es mucho menos reciente; está siendo posible gracias al desarrollo de nuevos materiales.

El contenido energético de un sistema mecánico rotatorio es:

$$W = \frac{1}{2} I \omega^2$$

donde  $I$  es el momento de inercia y  $\omega$  la velocidad angular. Si se considera un volante de inercia de radio  $r$  en el que su masa,  $m$ , está concentrada en el contorno (Figura 8.13), la ecuación anterior toma la forma:

$$W = \frac{1}{2} r^2 m \omega^2$$

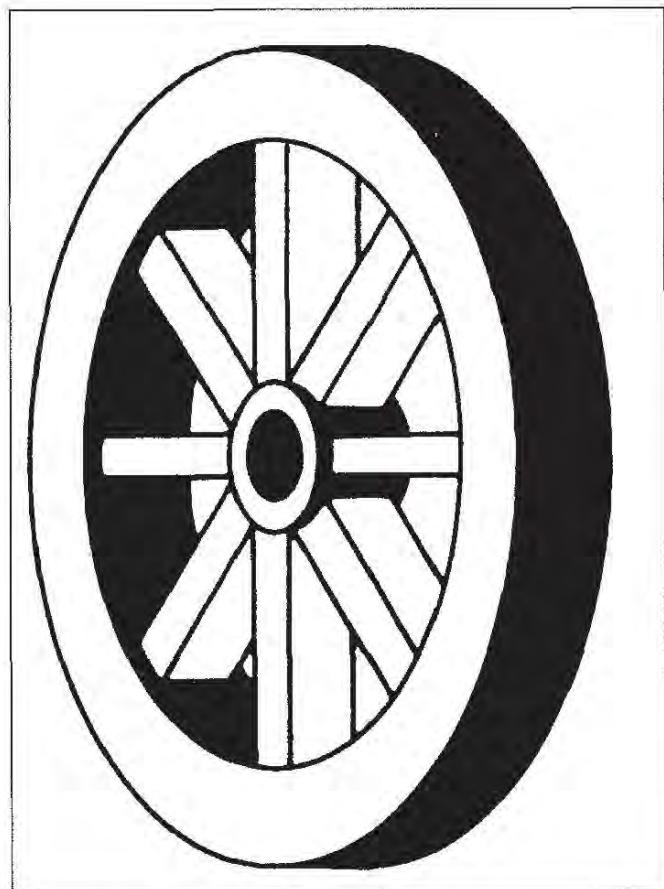


Figura 8.13: Volante de inercia.

Esta ecuación indica que el contenido energético depende principalmente de la velocidad angular y del radio, siendo menos importante la masa total del sistema.

Por otro lado, el conseguir una alta velocidad angular depende de la resistencia a la tracción del material, con lo que la energía cinética máxima almacenable por unidad de masa será directamente proporcional a la resistencia e inversamente proporcional a la densidad. Es decir, se consiguen altas densidades de energía con materiales resistentes, pero ligeros. Este es el motivo por el que el desarrollo de estos sistemas depende fuertemente del avance en la tecnología de materiales (Figura 8.14).

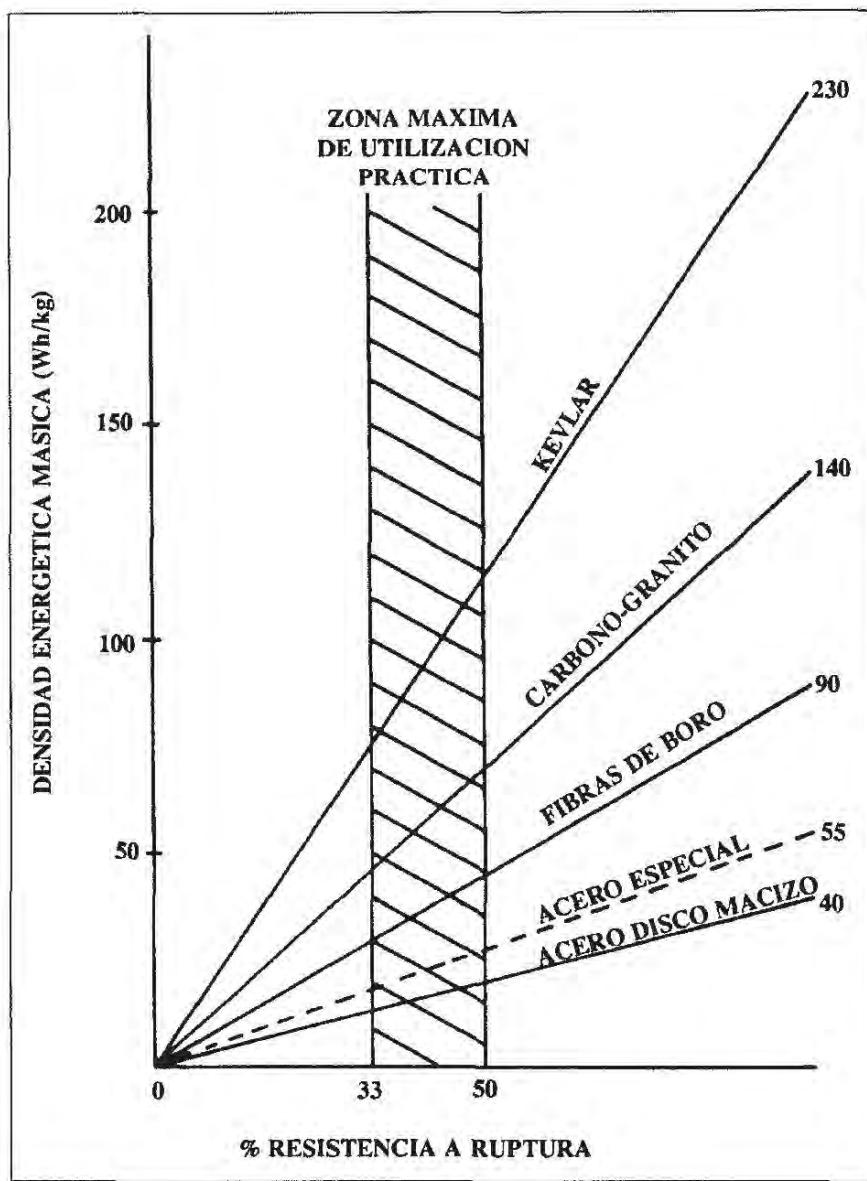


Figura 8.14: Energía almacenada por volantes de inercia de distintos materiales.

W/h·kg, en lugar de los 50 W/h·kg que se consiguen con el mejor acero.

Aunque el volante de inercia presenta las ventajas de necesitar bajo mantenimiento, poder utilizar inmediatamente su energía en varias formas y buen rendimiento, todavía es necesaria mucha investigación para dotar a este sistema de aprovechamiento comercial.

## ALMACENAMIENTO ELÉCTRICO Y MAGNÉTICO

El método más inmediato de almacenamiento de electricidad es, naturalmente, en forma de un campo eléctrico, o bien en forma de un campo magnético.

En la práctica, el almacenamiento energético se logra acelerando el volante, que debe girar sobre un eje apoyado sobre cojinetes y perfectamente lubricado, de forma que sus pérdidas por rozamiento sean mínimas. El sistema se completa con un alternador o una bomba que se conectan cuando se necesite recuperar la energía a costa de frenar el volante.

Los rendimientos de los volantes de inercia son del orden del 70 al 85%. Con fibras extremadamente delgadas en forma de volante anular (se están ensayando otras formas) en que la resistencia a la ruptura supere los 15 kg/mm<sup>2</sup>, se puede pensar en almacenar más de 400

El sistema más simple de acumular la energía en un **campo eléctrico** es en un condensador. El condensador es un dispositivo que permite absorber cargas eléctricas cuando se establece entre sus extremos un campo eléctrico, con lo que se acumula la electricidad. Está formado por dos placas metálicas, separadas una distancia  $d$ , entre las cuales se encuentra un material denominado **dieléctrico** (aislante), cuya característica fundamental es su *permisividad*,  $\epsilon$ .

La energía acumulada por un condensador plano viene dada por la expresión:

$$W = \frac{1}{2}CV^2$$

donde  $C$  es la capacidad del condensador (carga eléctrica almacenada por unidad de tensión) y  $V$  es la tensión aplicada al mismo.

Como la capacidad del condensador depende del dieléctrico, la energía por unidad de volumen acumulada en el condensador vale:

$$W_v = \frac{\epsilon V^2}{2d}$$

Así, la cantidad de energía acumulada depende del tipo de material usado como dieléctrico, por lo que se ha intentado buscar materiales con un alto valor de este parámetro. A pesar de todo, utilizando buenos dieléctricos no se consiguen densidades energéticas superiores a los  $0,15 \text{ W/h}\cdot\text{m}^3$  con campos eléctricos del orden de los 10 millones de  $\text{V/m}$ . Estos valores son muy bajos, si se comparan con otros sistemas de almacenamiento, por ejemplo, baterías.

Sin embargo, la densidad de potencia puede ser extraordinariamente alta cuando se cortocircuita un condensador, mucho más alta que para cualquier batería. Esto significa que los condensadores pueden encontrar importantes aplicaciones como sistemas de acumulación cuando se necesita una elevada potencia, por lo que no se deben excluir estos sistemas como futuras unidades de almacenamiento de energía para tales aplicaciones.

También los **campos magnéticos** pueden ser utilizados para almacenar energía. Cuando se conecta una bobina a una fuente de tensión constante, la intensidad  $I$  de la corriente provoca un campo magnético. Este hecho implica una absorción de energía, que puede ser liberada de nuevo como corriente eléctrica en otro circuito.

El contenido energético de una bobina está determinado por la corriente que pasa a través de sus  $N$  vueltas. La energía total que puede almacenar el campo electromagnético de una bobina recta (solenoide) viene dada por:

$$W = \frac{\nu B^2}{2\mu}$$

siendo  $\nu$  el volumen englobado por la bobina,  $B$  la inducción magnética y  $\mu$  la permisividad magnética del material situado en el interior de la bobina.

Por su parte, la densidad volumétrica de energía se puede poner como:

$$W_v = \frac{\mu N^2}{2 L}$$

siendo  $L$  la longitud del solenoide.

Esta ecuación muestra la importancia de un bobinado denso y de la necesidad de utilizar materiales de alta permisividad magnética en el interior del solenoide. Por otro lado, la densidad energética almacenable en estos dispositivos es del mismo orden de magnitud que la de los condensadores con la desventaja de que, cuando cesa el campo eléctrico aplicado, la energía se descarga rápidamente por sí misma.

Estos problemas están en vías de solución utilizando ciertos materiales de una permisividad magnética extraordinariamente elevada. Algunos conductores, al someterlos a temperaturas próximas al cero absoluto ( $-273^{\circ}\text{C}$ ), presentan una resistencia eléctrica nula, con lo cual permiten el paso de la corriente eléctrica sin pérdida alguna de potencia. Estos materiales se denominan **superconductores**.

Los superconductores generalmente son compuestos intermetálicos (vanadio) y aleaciones, tienen temperaturas críticas que van de  $-263$  a  $-253^{\circ}\text{C}$ , y el tributo a pagar por su resistencia nula y su carácter compacto es la necesidad de operar a la temperatura del helio líquido, con los problemas asociados al uso de recipientes criogénicos aislados por vacío. En general, este hecho impone el límite inferior al tamaño de todo el sistema, por debajo del cual el dispositivo superconductor no es práctico.

Se puede conectar una bobina superconductora a una fuente de corriente continua. Al aumentar la corriente en la bobina, el campo magnético también aumenta y toda la energía eléctrica se almacena en él. Una vez alcanzada la

intensidad de corriente eléctrica asociada al campo magnético, se desconecta la bobina de la corriente. En este momento el sistema está completamente cargado, y la energía se puede almacenar durante un tiempo que teóricamente puede ser infinito, en contraste con una bobina convencional, que requiere una alimentación continua de electricidad para mantener el campo magnético.

En definitiva, el almacenamiento magnético en superconductores constituye el único sistema de acumulación que conserva la energía eléctrica en su propia forma sin ninguna conversión, pudiendo ser el rendimiento global del sistema superior al 90 %, por lo que se presenta como una alternativa de extraordinario potencial para el futuro del almacenamiento de energía.

## BIBLIOGRAFÍA

- ALDAZ, A., CLIMENT, M.A., LOPEZ-SEGURA, M. y GARCES, P.; *Acumulador redox Fe/Cr. Nueva tecnología en el almacenamiento de energía eléctrica*, Energía, Septiembre-Octubre, 125-131 (1985).
- CADIZ, J.C.; *Sistemas de almacenamiento*, en *La energía eólica*, Hermann Blume, Madrid (1984).
- DUMON, R.; *Energía solar y almacenamiento de energía*, Toray-Masson, Barcelona (1981).
- JENSEN, J.; *Energy storage*, Newnes-Butterworths, London (1980).
- KALHAMMER, F.; *Sistemas para almacenar energía*, Investigación y Ciencia, 41, 8-19 (1980).
- MEINEL, A.B. y MEINEL, M.P.; *Almacenamiento de energía*, en *Aplicaciones de la energía solar*, Reverté, Barcelona (1982).
- SUAREZ-INFANZON, J.L.; *La pila de combustible. un audaz desafío de la electroquímica a los actuales sistemas de conversión de energía. Parte I*, Ingeniería Química, Marzo, 143-148 (1981).
- SUAREZ-INFANZON, J.L.; *La pila de combustible. un audaz desafío de la electroquímica a los actuales sistemas de conversión de energía. Parte II*, Ingeniería Química, Abril, 135-138 (1981).
- SUAREZ-INFANZON, J.L.; *La pila de combustible. un audaz desafío de la electroquímica a los actuales sistemas de conversión de energía. Parte III*, Ingeniería Química, Mayo, 139-143 (1981).
- VALERO, A. y AREJULA, F.; *El hidruro metálico: una alternativa al almacenamiento de energía*, Ingeniería Química, Octubre, 99-105 (1982).
- VALLARINO, E.; *Acumulación por bombeo*, Semana del Viento (Ias. Jornadas sobre Energía Eólica), Junta de Canarias, Santa Cruz de Tenerife, Marzo, 19 pp (1982).



# ÍNDICE

PRÓLOGO A LA SEGUNDA EDICIÓN .....	5
<b>CAPÍTULO I: FUENTES DE ENERGÍA .....</b>	<b>7</b>
CONCEPTOS FUNDAMENTALES .....	7
El rendimiento de los sistemas energéticos .....	9
Conversión y utilización de la energía .....	11
Unidades de energía y potencia .....	13
LA ENERGÍA COMO BASE DE LA CIVILIZACIÓN ACTUAL .....	13
La Revolución Industrial .....	16
El siglo XX hasta la crisis energética .....	19
Desde la crisis de 1973 hasta la actualidad .....	20
RECURSOS ENERGÉTICOS .....	23
Fuentes de energía no renovables .....	24
Fuentes de energía renovables .....	29
LA SITUACIÓN ENERGÉTICA EN ESPAÑA .....	32
BIBLIOGRAFÍA .....	35
<b>CAPÍTULO II: ENERGÍA SOLAR .....</b>	<b>37</b>
EL SOL COMO FUENTE DE ENERGÍA .....	37
Radiación solar sobre la superficie terrestre .....	38
SISTEMAS DE CAPTACIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR .....	40
BREVE HISTORIA DE LAS APLICACIONES DE LA ENERGÍA SOLAR .....	42
UTILIZACIÓN PASIVA DE LA ENERGÍA SOLAR .....	44
CONVERSIÓN TÉRMICA DE BAJA TEMPERATURA .....	49
Subsistema colector .....	50
Subsistema de almacenamiento .....	57
Subsistema de distribución .....	58
Subsistema de medida y control .....	60
Características de los equipos solares de baja temperatura .....	60
CONVERSIÓN TÉRMICA A TEMPERATURAS MEDIAS .....	62
Aplicaciones industriales: sistemas de colectores distribuidos .....	66
CONVERSIÓN TÉRMICA A ALTAS TEMPERATURAS .....	68
CONVERSIÓN ELÉCTRICA: SISTEMAS FOTOVOLTAICOS .....	73
Evolución tecnológica de las células solares .....	78
LA ENERGÍA SOLAR EN ESPAÑA .....	81
BIBLIOGRAFÍA .....	84
<b>CAPÍTULO III: ENERGÍA EÓLICA .....</b>	<b>87</b>
EL ORIGEN DEL VIENTO .....	87
LA ENERGÍA DEL VIENTO .....	91
BREVE HISTORIA DEL APROVECHAMIENTO EÓLICO .....	93

Los primeros molinos .....	93
Del Renacimiento a la Revolución Industrial .....	96
La época contemporánea .....	97
Situación actual .....	99
<b>MAQUINAS EÓLICAS .....</b>	<b>99</b>
Soportes .....	101
Sistemas de captación: el rotor .....	102
Sistemas de orientación .....	105
Sistemas de regulación .....	107
Sistemas de transmisión .....	110
Sistemas de generación .....	111
<b>DISEÑO DE INSTALACIONES EÓLICAS .....</b>	<b>114</b>
Selección del emplazamiento: potencial eólico .....	114
Elección y diseño de la máquina eólica .....	119
Aspectos económicos .....	120
<b>APLICACIONES DE LA ENERGÍA EÓLICA .....</b>	<b>123</b>
Aplicaciones centralizadas .....	123
Aplicaciones autónomas .....	124
<b>POSIBILIDADES PARA LAS APLICACIONES EÓLICAS EN ESPAÑA .....</b>	<b>128</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>130</b>
 <b>CAPÍTULO IV: ENERGÍA DE LA BIOMASA .....</b>	<b>131</b>
<b>LA FORMACIÓN DE LA BIOMASA .....</b>	<b>131</b>
<b>FUENTES DE BIOMASA PARA FINES ENERGÉTICOS .....</b>	<b>133</b>
<b>LOS RESIDUOS COMO FUENTE DE BIOMASA .....</b>	<b>134</b>
Residuos agrarios .....	136
Residuos industriales .....	138
Residuos urbanos .....	138
<b>LOS CULTIVOS ENERGÉTICOS COMO FUENTE DE BIOMASA .....</b>	<b>140</b>
Cultivos tradicionales .....	141
Cultivos poco frecuentes .....	142
Cultivos acuáticos .....	143
Cultivo de plantas productoras de combustibles líquidos .....	144
<b>PROCESOS DE TRANSFORMACIÓN DE LA BIOMASA EN ENERGÍA .....</b>	<b>145</b>
Extracción de hidrocarburos .....	147
Combustión .....	148
Gasificación .....	151
Pirólisis .....	154
Fermentación alcohólica .....	156
Digestión anaerobia .....	161
<b>APROVECHAMIENTO ESPAÑOL DE LA BIOMASA .....</b>	<b>168</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>169</b>
 <b>CAPÍTULO V: ENERGÍA GEOTÉRMICA .....</b>	<b>171</b>
<b>EL FENÓMENO GEOTÉRMICO .....</b>	<b>171</b>
Manifestaciones superficiales .....	172
<b>DESARROLLO GEOTÉRMICO MUNDIAL .....</b>	<b>174</b>

EL SISTEMA GEOTÉRMICO . . . . .	176
Sistemas hidrotérmicos . . . . .	177
Sistemas geopresurizados . . . . .	180
Sistemas de roca seca caliente . . . . .	181
EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS GEOTÉRMICOS . . . . .	182
Utilización de yacimientos de alta entalpía . . . . .	183
Utilización de yacimientos de baja entalpía . . . . .	189
FACTORES AMBIENTALES . . . . .	190
LAS POSIBILIDADES GEOTÉRMICAS ESPAÑOLAS . . . . .	193
BIBLIOGRAFÍA . . . . .	195
 CAPÍTULO VI: ENERGÍA HIDRÁULICA . . . . .	197
EL AGUA Y SU ENERGÍA . . . . .	197
EVOLUCIÓN HISTÓRICA DEL APROVECHAMIENTO HIDRÁULICO . . . . .	198
EMPLAZAMIENTO DE SISTEMAS HIDRÁULICOS . . . . .	200
Conducciones . . . . .	201
Diques . . . . .	202
SISTEMAS CAPTADORES DE LA ENERGÍA HIDRÁULICA . . . . .	206
Ruedas hidráulicas . . . . .	207
Turbinas hidráulicas . . . . .	210
UTILIZACIÓN DE LA ENERGÍA HIDRÁULICA . . . . .	212
CENTRALES HIDRÁULICAS REVERSIBLES . . . . .	214
EL POTENCIAL HIDRÁULICO ESPAÑOL . . . . .	216
BIBLIOGRAFÍA . . . . .	219
 CAPÍTULO VII: ENERGÍA DEL MAR . . . . .	221
FUENTES ENERGÉTICAS DE ORIGEN MARINO . . . . .	221
LA ENERGÍA MAREMOTRIZ . . . . .	223
Antecedentes históricos . . . . .	224
Potencial energético de las mareas: centrales maremotrices . . . . .	225
Sistemas generadores de energía: turbinas . . . . .	230
Proyectos maremotrices . . . . .	231
La central del estuario del Rance . . . . .	232
La central de la bahía de Kislava . . . . .	232
El proyecto del estuario del Severn . . . . .	233
El proyecto de la bahía de Fundy . . . . .	233
El proyecto de las islas Chausey . . . . .	233
El proyectos rusos . . . . .	234
Otros proyectos maremotrices . . . . .	234
Posibilidades de la energía maremotriz . . . . .	235
LA ENERGÍA MAREMOTÉRMICA . . . . .	235
Emplazamiento de aprovechamientos maremotérmicos . . . . .	237
Centrales maremotérmicas . . . . .	239
Proyectos maremotérmicos . . . . .	242
Futuro de la energía maremotérmica . . . . .	245
LA ENERGÍA DE LAS OLAS . . . . .	246
Antecedentes del aprovechamiento energético de las olas . . . . .	248

Convertidores .....	249
Aspectos futuros de los convertidores de olas .....	256
RELACIÓN DE ESPAÑA CON LA ENERGÍA DEL MAR .....	257
BIBLIOGRAFÍA .....	259
<b>CAPÍTULO VIII: ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA .....</b>	<b>261</b>
LA ETAPA DE ALMACENAMIENTO EN EL SISTEMA ENERGÉTICO .....	261
ALMACENAMIENTO TÉRMICO .....	262
Almacenamiento de calor sensible .....	264
Almacenamiento de calor latente .....	268
ALMACENAMIENTO QUÍMICO Y ELECTROQUÍMICO .....	270
Hidrógeno .....	271
Acumuladores electroquímicos: baterías .....	274
ALMACENAMIENTO MECÁNICO .....	279
Energía potencial: resortes, compresión de gases y bombeo de agua .....	279
Energía cinética: volantes de inercia .....	283
ALMACENAMIENTO ELÉCTRICO Y MAGNÉTICO .....	284
BIBLIOGRAFÍA .....	287
<b>ÍNDICE .....</b>	<b>289</b>