

Ingeniería Energética

Energías Alternativas



[Solar](#)

Energía solar en baja, media y alta temperatura



[Mar](#)

Energía maremotriz, térmica y obtenida de las olas



[Eólica](#)

Fuentes eólicas y fundamentos para el diseño de aerogeneradores

[Principal](#) - Energías Alternativas

Ingeniería Energética

Energía Solar



[Radiación solar en la superficie terrestre](#)



[Propiedades ópticas de materiales utilizados en procesos térmicos de Energía Solar](#)



[Colectores de Placa Plana](#)



[Colectores de concentración de media temperatura](#)



[Almacenamiento de energía solar](#)



[Calentamiento de agua, calefacción y refrigeración por Energía Solar](#)



[Centrales termosolares; orientación de heliostatos](#)



[Centrales termosolares; sombras y apantallamientos](#)



[Concentradores circulares con receptor central simétrico](#)



[Configuración geométrica de receptores de centrales termosolares](#)



[Receptor cilíndrico vertical](#)



[Distribución de energía sobre un receptor cilíndrico vertical](#)



[Diseño de un receptor de Energía Solar de 200 MW](#)

[Principal](#) - [Energías Alternativas](#) - Energía Solar

**DEPARTAMENTO DE INGENIERIA
ELECTRICA Y ENERGETICA**

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA

**PROCESOS TERMOSOLARES
EN BAJA, MEDIA
Y ALTA TEMPERATURA**



Pedro Fernández Díez

I.- RADIACIÓN SOLAR EN LA SUPERFICIE TERRESTRE

I.1.- LA CONSTANTE SOLAR

Desde el punto de vista energético, la masa solar que por segundo se irradia al espacio en forma de partículas de alta energía y de radiación electromagnética es aproximadamente de $5,6 \cdot 10^{35}$ GeV y de ella, la Tierra recibe en el exterior de su atmósfera un total de $1,73 \cdot 10^{14}$ kW, o sea $1,353$ kW/m², que se conoce como constante solar y cuyo valor fluctúa en un $\pm 3\%$ debido a la variación periódica de la distancia entre la Tierra y el Sol.

La atmósfera y la superficie terrestre se encuentran a temperaturas medias distintas y, por lo tanto, también radian energía; así, la longitud de onda de la radiación solar está comprendida entre, $0,05 \mu\text{m}$ y $4 \mu\text{m}$, mientras que la radiación terrestre lo está entre $3 \mu\text{m}$ y $80 \mu\text{m}$, es decir, se trata de emisiones de onda larga.

Los $1,73 \cdot 10^{14}$ kW de energía solar que inciden sobre la Tierra, se reparten en la siguiente forma,

Energía solar reflejada por la atmósfera hacia el espacio exterior, 30%, $0,52 \cdot 10^{14}$ kW

Energía solar que se utiliza en calentar la atmósfera, 47%, $0,80 \cdot 10^{14}$ kW

Energía solar que se utiliza en la evaporación de los océanos, 23%, $0,40 \cdot 10^{14}$ kW

Energía solar que se utiliza en generar perturbaciones atmosféricas, como el viento, (energía mecánica), $0,0037 \cdot 10^{14}$ kW

Energía solar utilizada en la fotosíntesis, $0,0004 \cdot 10^{14}$ kW.

De todo lo anterior, sólo el 47% de la energía solar incidente alcanza la superficie terrestre, de forma que el 31% lo hace directamente y el otro 16% después de ser difundida por el polvo, vapor de agua y moléculas de aire. El 53% de la energía restante no alcanza la superficie de la Tierra, ya que un 2% es absorbida por la estratosfera, principalmente por el ozono, el 15% por la troposfera, (agua, ozono y nubes), en total $2 + 15 = 17\%$ y por otra parte, un 23% es reflejada por las nubes, un 7% es reflejada por el suelo y el 6% restante corresponde a aquella energía difundida por la atmósfera que se dirige hacia el *cielo*, Figs I.1.2.

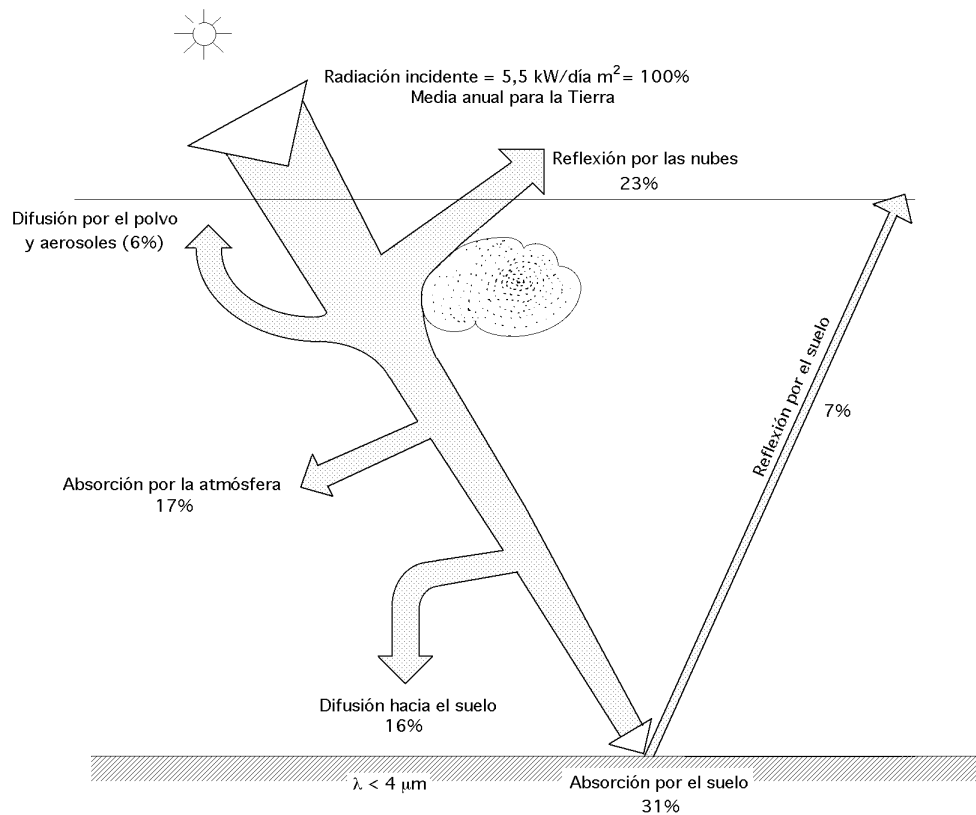


Fig I.1.- Balance de radiación solar

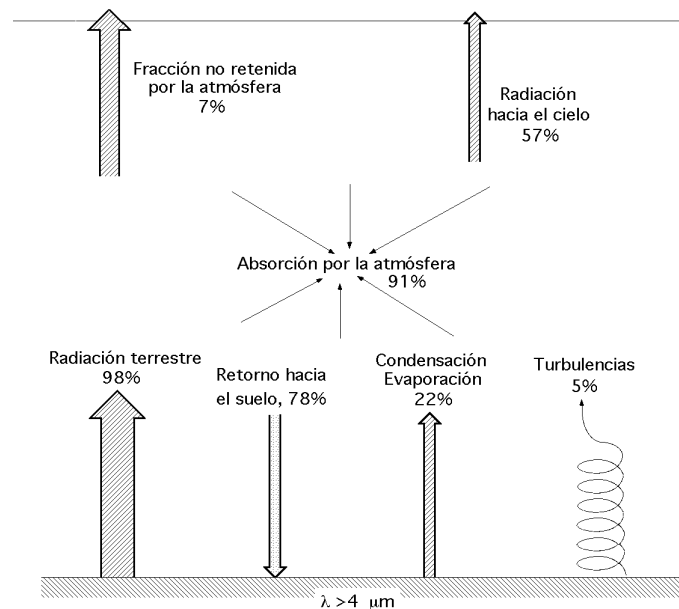


Fig I.2.- Balance de radiación terrestre

I.2.- DISTRIBUCIÓN ESPECTRAL DE LA RADIACIÓN SOLAR EXTRATERRESTRE

El Sol se puede considerar como un gigantesco reactor de fusión nuclear, constituido por diferentes gases que se encuentran retenidos en el mismo por fuerzas gravitatorias. La energía en forma de radiación electromagnética, resultado de las reacciones de fusión que tienen lugar en él, fundamentalmente en el núcleo, debe ser transferida a la superficie exterior para, desde allí, ser radiada al espacio; en este proceso de transferencia aparecen fenómenos convectivos y radiativos,

así como sucesivas capas de gases, dando lugar a un espectro de emisión continuo.

A pesar de la compleja estructura del Sol, para las aplicaciones de los procesos térmicos derivados del mismo, se puede adoptar un modelo mucho más simplificado. Así, se puede considerar al Sol como un cuerpo negro que radía energía a la temperatura de 5.762°K , ya que la distribución de energía para cada longitud de onda aprovechable por los procesos térmicos y fototérmicos, es básicamente la misma que la de dicho cuerpo negro. Para otros procesos que dependen de la longitud de onda y en los que, la distribución espectral es un factor importante, por ejemplo en los procesos fotovoltaicos o fotoquímicos, pueden resultar necesarias consideraciones más detalladas.

La Tierra, en su movimiento alrededor del Sol, describe una órbita elíptica, de escasa excentricidad, de forma que la distancia entre el Sol y la Tierra varía aproximadamente un $\pm 3\%$.

La distancia media Tierra-Sol es, $d = 149$ millones de Km

En el solsticio de verano, la Tierra está alejada una distancia del Sol máxima, $d_{\text{máx}} = 1,017 d$

En el solsticio de invierno, la Tierra se halla a la distancia mínima del Sol, $d_{\text{mín}} = 0,983 d$

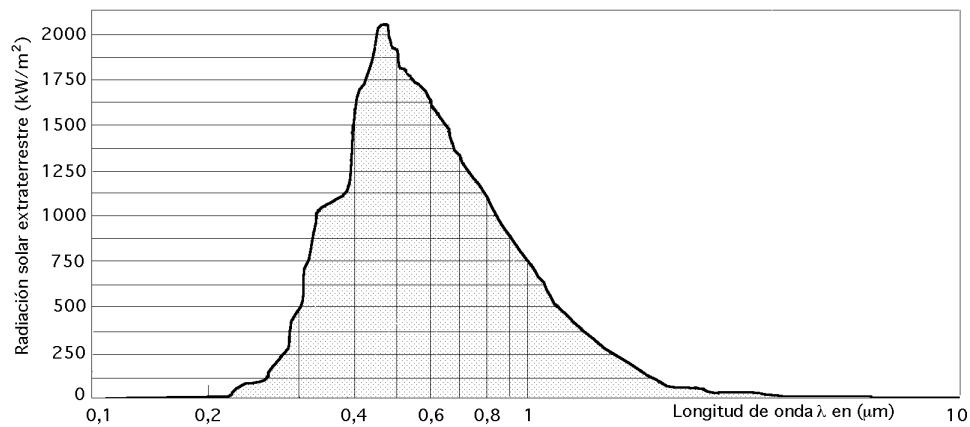
Con estos datos, un observador terrestre situado sobre un círculo en el cual el Sol ocupase el centro, vería a éste bajo un ángulo de 32 minutos.

La radiación emitida por el Sol y las relaciones espaciales con la Tierra, conducen al concepto de intensidad de radiación en el límite exterior de la atmósfera; su valor es prácticamente constante y se conoce como constante solar, definiéndose como la energía solar por unidad de tiempo recibida sobre una superficie perpendicular a la radiación, de área unidad. Esta radiación al atravesar la atmósfera, es parcialmente absorbida y difundida por ciertos componentes de la misma; en las últimas décadas, al disponer de satélites artificiales, se han podido realizar mediciones directas de la intensidad solar, libres de la influencia de la atmósfera terrestre, habiéndose dado un valor standard de la misma $I_{0(\text{ext})}$ propuesto por Thekaekara y Drummond en 1979, Fig I.3.

Resulta importante conocer la distribución espectral de la radiación solar, ya que la interacción de la misma con los distintos medios materiales va a ser función de la longitud de onda de la radiación incidente. En la Fig I.3 se puede observar el espectro de la radiación extraterrestre correspondiente a la distribución de energía que llegaría a la Tierra en ausencia de atmósfera.

La curva standard de la distribución espectral de la radiación extraterrestre, está basada en medidas hechas en el espacio exterior a gran altitud, en la que el promedio de energía para una anchura de banda de longitud de onda media λ y la energía integrada para longitudes de onda inferiores a λ vienen dadas en la Tabla I.1 (Thekaekara). En ella E_{λ} es el promedio de radiación solar comprendido sobre una pequeña banda del espectro centrada en la longitud de onda λ , $\text{W/cm}^2\mu\text{m}$, es el % de la constante solar asociada a longitudes de onda menores que λ .

Si a partir de estos valores se quiere calcular la fracción de la radiación solar extraterrestre y la magnitud de dicha radiación en el ultravioleta, $< 0,38 \mu\text{m}$, visible, $0,38 \mu\text{m} < \lambda < 0,78 \mu\text{m}$, e infrarrojo, $> 0,78 \mu\text{m}$, obtendremos los valores de E_{λ} correspondientes a las longitudes de onda de $0,38 \mu\text{m}$ y $0,78 \mu\text{m}$, a partir de los cuales podremos determinar la energía de la banda para $I_{0(\text{ext})} = 1,353 \text{ kW/m}^2$.



$$I_{0(\text{ext})} = 1,353 \text{ kW/m}^2 \text{ ó } 1164 \text{ Kcal/h.m}^2 ; \text{ en } \mu\text{m}$$

Fig I.3.- Curva standard de la radiación solar extraterrestre

Tabla I.1.- Radiación solar extraterrestre.- Cte Solar, $I_{0(\text{ext})} = 1,353 \text{ kW/m}^2$

0,115	0,007	0,0001	0,43	1639	12,47	0,9	891	63,37
0,14	0,03	0,0005	0,44	1810	13,73	1	748	69,49
0,16	0,23	0,0006	0,45	2006	15,14	1,2	485	78,4
0,18	1,25	0,0016	0,46	2066	16,65	1,4	337	84,33
0,2	10,7	0,0081	0,47	2033	18,17	1,6	245	88,61
0,22	57,5	0,05	0,48	2074	19,68	1,8	159	91,59
0,23	66,7	0,1	0,49	1950	21,15	2	103	93,49
0,24	68	0,14	0,5	1942	22,6	2,2	79	94,83
0,25	70,9	0,19	0,51	1882	24,01	2,4	62	95,86
0,26	130	0,27	0,52	1833	25,38	2,6	48	96,67
0,27	232	0,41	0,53	1842	26,74	2,8	39	97,31
0,28	222	0,56	0,54	1783	28,08	3	31	97,83
0,29	482	0,81	0,55	1725	29,38	3,2	22,6	98,22
0,3	514	1,21	0,56	1695	30,65	3,4	16,6	98,5
0,31	689	1,66	0,57	1712	31,91	3,6	13,5	98,72
0,32	830	2,22	0,58	1715	33,18	3,8	11,1	98,91
0,33	1059	2,93	0,59	1700	34,44	4	9,5	99,06
0,34	1074	3,72	0,6	1666	35,68	4,5	5,9	99,34
0,35	1093	4,52	0,62	1602	38,1	5	3,8	99,51
0,36	1068	5,32	0,64	1544	40,42	6	1,8	99,72
0,37	1181	6,15	0,66	1486	42,66	7	1	99,82
0,38	1120	7	0,68	1427	44,81	8	0,59	99,88
0,39	1098	7,82	0,7	1369	46,88	10	0,24	99,94
0,4	1429	8,73	0,72	1314	48,86	15	0,048	99,98
0,41	1751	9,92	0,75	1235	51,69	20	0,015	99,99
0,42	1747	11,22	0,8	1109	56,02	50	0,00039	100

E es el promedio de radiación solar, centrada en la longitud de onda λ , en $\text{W/cm}^2\mu\text{m}$
es el porcentaje de la constante solar asociada con longitudes de onda inferiores a λ . Thekaekara, 1974}

Tabla I.2

Banda de longitud de onda (μm)	0 a 0,38	0,38 a 0,78	0,78 a
Fracción de la banda	0,07	0,4729	0,4571
Energía de la banda (W/m^2)	94,7	639,8	618,4

La radiación emitida desde el núcleo del Sol está localizada en la zona del espectro de rayos gamma y rayos X, aumentando la longitud de onda a medida que la temperatura desciende al ale-

jarnos del núcleo solar.

El estudio detallado de este espectro indica que el 7% de la energía, 95 W/m^2 , corresponde al intervalo de longitudes de onda inferiores a $0,038 \mu\text{m}$, el 47,3%, 640 W/m^2 , a longitudes de onda comprendidas entre $0,38$ y $0,78 \mu\text{m}$ y el 45,71% restante a longitudes de onda superiores a $0,78 \mu\text{m}$, a partir de los cuales podremos determinar la energía de la banda para $I_{0(\text{ext})} = 1,353 \text{ kW/m}^2$.

I.3.- INSTRUMENTACIÓN PARA LA OBSERVACIÓN DEL FLUJO SOLAR

Los aparatos utilizados en la medición de la radiación solar, se descomponen en tres tipos principales, según sea la medida a realizar; a continuación se describen algunos de ellos.

HELIÓGRAFOS.- Los heliógrafos sirven para medir la duración de la luz solar, que se puede definir como el intervalo de tiempo durante el cual se ve el disco solar y determinan los períodos del día durante los cuales la intensidad de la radiación directa es superior a un cierto umbral, que está reconocido a nivel mundial y vale 120 W/m^2 .

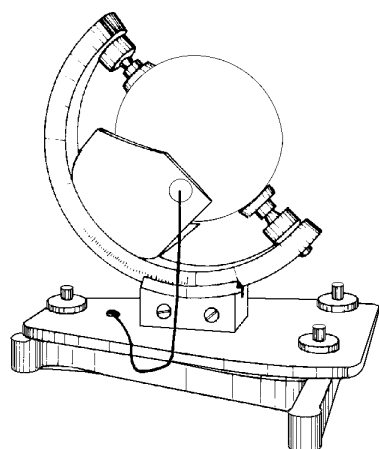


Fig I.4.- Heliógrafo de Campbell-Stokes

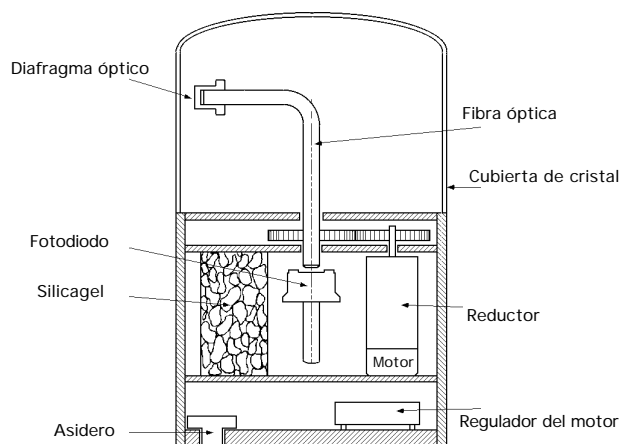


Fig I.5.- Heliógrafo de Denis-Jordan

El intervalo de tiempo transcurrido entre la salida y la puesta de Sol, define el máximo tiempo de radiación solar diaria posible, para un día concreto del año y para un lugar determinado.

Los heliógrafos no comienzan a registrar la radiación solar hasta que la radiación directa es superior a un cierto valor, variable de un tipo de aparato a otro. El registrador de referencia intermedio de luz solar (IRSR) tiene un mínimo de intensidad de 210 W/m^2 , equivalente a $1/5$ de la máxima posible; debido a las variaciones entre los instrumentos, este umbral puede oscilar entre 7 y $28 \mu\text{W/cm}^2$.

Entre los heliógrafos más utilizados podemos destacar los de Campbell-Stokes y Denis-Jordan.

En el Campbell-Stokes, Fig I.4, la radiación directa se concentra con ayuda de una lente esférica sobre un papel coloreado de textura definida; enseguida se produce una quemadura o una decoloración del papel indicando que la radiación directa es más o menos intensa, siendo la longitud de la misma proporcional a la duración de la radiación solar, efectuándose su examen bajo normas muy estrictas. El proceso es manual.

El heliógrafo de Denis-Jordan, Fig I.5, está constituido por una fibra óptica acodada 90° , accionada por un motor de corriente continua, girando a razón de una vuelta por cada $1/100$ de hora. La

extremidad de la fibra óptica recibe la radiación solar a través de un diafragma y una célula fotoeléctrica situada en el otro extremo de la fibra produce una señal cuya magnitud es proporcional a la intensidad de la radiación.

PIRHELIÓMETROS.- Los pirheliómetros sirven para medir la radiación solar directa. Tienen una abertura colimada y una cara de recepción que debe permanecer siempre normal a los rayos solares. El pirheliómetro recibe energía sólo del disco solar y de un estrecho anillo de cielo contiguo, a través de un tubo largo; este aparato está dotado de un dispositivo automático de seguimiento del Sol. El error provocado por una abertura excesiva, aumenta en proporción a la cantidad de radiación del cielo admitida.

El pirheliómetro de disco de plata de Abbot, Fig I.6, permite deducir la intensidad de la radiación

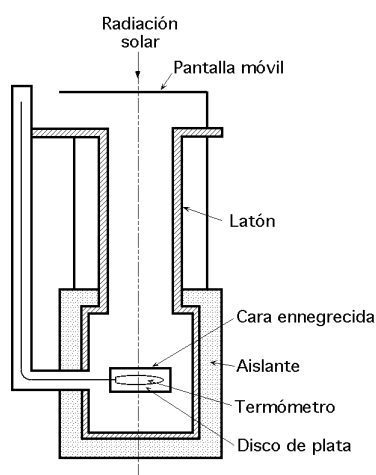


Fig I.6.- Pirheliómetro de disco de plata de Abbot

directa a partir de lecturas termométricas sucesivas, abriendo y cerrando alternativamente la entrada del aparato, estando sometido a unas normas muy estrictas, ya que el tiempo de exposición tiene que ser muy preciso.

Consiste en un disco de plata ennegrecida por una de sus caras, con un agujero ciego en el que se inserta un termómetro aislado por un manguito de madera. El disco está situado en el fondo de un tubo de latón que se puede obturar con ayuda de una pantalla móvil situada en el otro extremo; de esta forma se puede exponer el disco durante un tiempo determinado a la radiación solar, actuando el aislante como elemento refrigerante. El ángulo de abertura es de $5,7^\circ$.

El ángulo de abertura es de $5,7^\circ$.

PIRANÓMETROS.- Los piranómetros sirven para medir la radiación global, directa y difusa, que se recibe en todas direcciones, por lo que el instrumento tiene que descansar sobre una base horizontal. La banda de frecuencias medida por el piranómetro está comprendida entre $0,3 \mu\text{m}$ y $3 \mu\text{m}$; si está protegido de la radiación directa por un anillo protector desvanecedor, entonces mide sólo la radiación difusa.

Los piranómetros más usuales se basan en la detección de la diferencia de temperaturas entre una superficie negra y una superficie blanca mediante termopilas o células fotoeléctricas, que deben estar protegidas del viento y compensadas para cambios de temperatura ambientales, mediante una doble semiesfera de vidrio, para suprimir los fenómenos de convección. Mediante un nivel se consigue la horizontalidad del aparato.

El piranómetro de Kipp y Zonen, Fig I.7, está constituido por una termopila contenida en una caja metálica cerrada en su parte superior por dos hemisferas de cristal de 3 a 5 cm de diámetro y 2 mm de espesor.

La caja está fijada sobre un zócalo metálico y la pila está protegida de la radiación difundida por el suelo por una gran corona blanca horizontal circular que actúa también como pantalla térmica.

La termopila está formada por una serie de 14 termopares, láminas planas de 10 mm de longitud, 1 de anchura y $5 \mu\text{m}$ de espesor, dispuestas en un plano horizontal, en el que las extremidades están soldadas a unas barras de cobre verticales solidarias a una placa de latón maciza.

El conjunto está protegido por un barniz negro mate especial que absorbe la radiación.

El calor emitido al nivel de la superficie negra es evacuado en parte por conducción y el resto por radiación y convección.

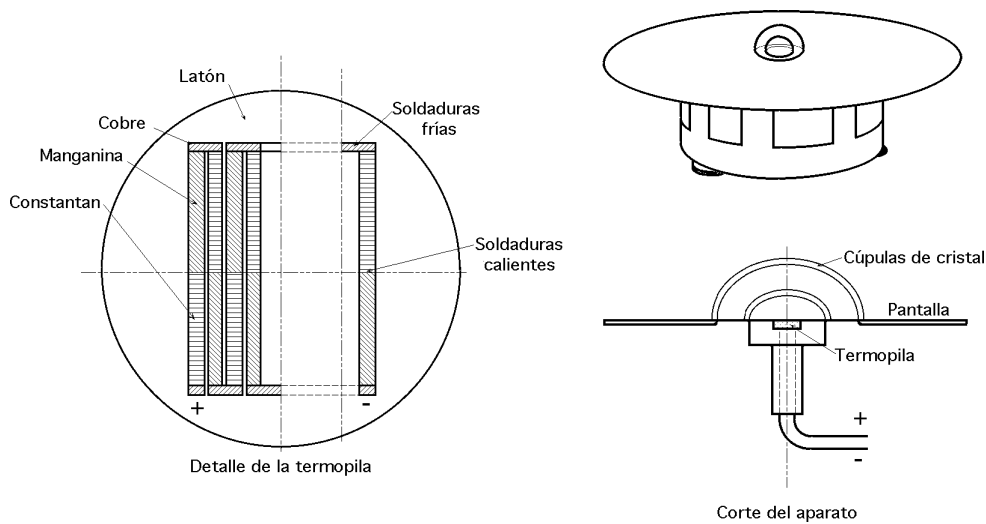


Fig I.7.- Piranómetro de Kipp

El flujo térmico por conducción se transmite a la masa de la termopila que es buena conductora; por el contrario, las láminas son débilmente conductoras, por lo que aparece una diferencia de temperatura del orden de 20°C entre la línea mediana y las extremas y, por consiguiente, una diferencia de potencial del orden de 500 $\mu\text{V}/^\circ\text{C}$. El aparato se calibra comparándole con otro ya calibrado que indica el valor I_{dir} de la radiación directa.

El piranómetro facilita el valor de la radiación global $I_{T(h)}$.

La radiación global que incide sobre una superficie horizontal es:

$$I_{T(h)} = I_{\text{dif}(h)} + I_{0(h)} \cos s$$

La radiación directa se elimina poniendo el aparato a la sombra, con ayuda de una pantalla, para que la superficie sensible del piranómetro capte sólo la radiación difusa.

ALBEDÓMETRO.- Para medir la radiación difusa, o radiación del cielo, se adapta al piranómetro una pantalla destinada a ocultar la radiación solar directa sin esconder, sin embargo, una parte importante del cielo. Se puede utilizar un disco móvil dotado de un movimiento ecuatorial, en el que la sombra se proyecta permanentemente sobre la superficie sensible del piranómetro, o también se puede adaptar una banda parasol que se desplaza manualmente a lo largo del año. Se necesita una corrección para tener en cuenta la radiación difusa interceptada, Fig I.8.

PIRRADIÓMETRO DIFERENCIAL O BILANMETRO.- Estos aparatos, muy delicados, miden la diferencia entre las radiaciones dirigidas hacia el suelo y hacia el espacio y permiten establecer dos balances radiativos. Poseen una doble superficie sensible, una vuelta hacia arriba y la otra hacia abajo. Están destinados a medir radiaciones de longitud de onda comprendidas entre 0,3 μm y 100 μm , mediante detectores térmicos (termopilas de doble cara) protegidos por una cúpula de polietileno especial, transparente hasta 15 μm y barridos por una corriente de nitrógeno para evitar las

condensaciones que falsearían las medidas a causa de la absorción de radiación infrarroja por el agua, Fig I.9.

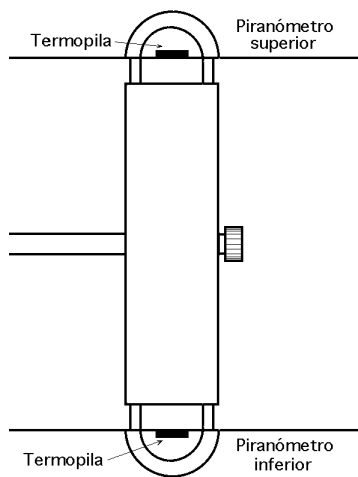


Fig I.8.- Albedómetro

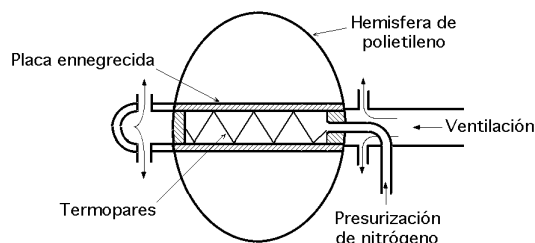


Fig I.9.- Bilanmetro ventilado de Gier y Dunkle

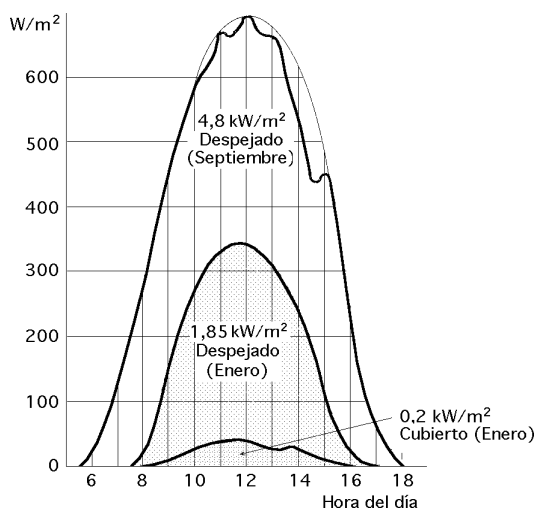


Fig I.10.- Medidas piranométricas

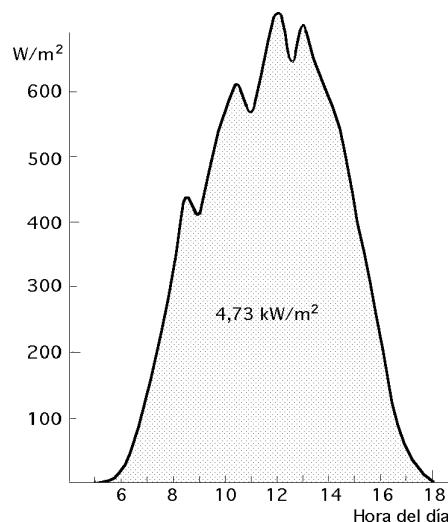


Fig I.11.- Medidas piranométricas en un día soleado en septiembre, con pasos de nubes

I.4.- CONCEPTO DE MASA ATMOSFÉRICA

La radiación procedente del Sol que llega a la superficie terrestre tiene que atravesar la capa atmosférica que envuelve la Tierra, cuyo espesor aproximado es de unos 9 Km en condiciones normales, contados desde el nivel del mar hasta el nivel más alto de la vertical de la misma. Dicha radiación es difundida y absorbida, cuando no reflejada, por las moléculas gaseosas en suspensión dentro de la atmósfera, tanto más, cuanto mayor sea el número de partículas en suspensión.

No obstante hay una cierta cantidad de radiación solar que no ha encontrado obstáculo y ésta es la *radiación directa* que llega del Sol, es decir, la radiación solar recibida desde el Sol sin cambio de dirección. La *radiación difusa* se define como la radiación solar recibida desde el Sol después de que la reflexión y la difusión por la atmósfera hayan modificado su dirección. El camino óptico recorrido por la radiación solar es diferente según sea la altura cenital del Sol y ello conduce a la introducción del concepto de masa de aire m , o *masa atmosférica* atravesada por la radiación.

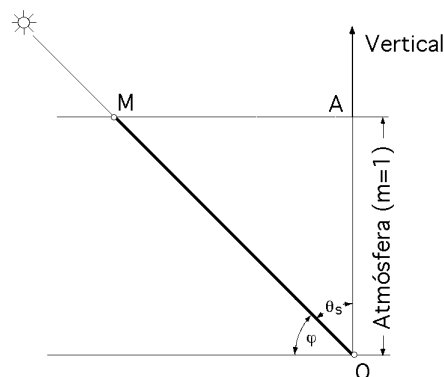


Fig I.12.- Masa de aire atmosférico

Se considera el paso vertical a través de la atmósfera a nivel del mar como $m=1$, es decir, Sol en la vertical del lugar y como la presión media a nivel del mar es de 760 mm de mercurio, el valor de la masa de aire atmosférico vale, siendo p la presión atmosférica del lugar:

$$m = OA = \frac{p}{760}$$

Si la presión p del medio es diferente de 760 mm de mercurio se multiplica la masa atmosférica por $\frac{p}{760}$; para una dirección de la radiación solar directa que forme un ángulo con la horizontal, el camino (OM) recorrido por la misma en función de la presión atmosférica p es:

$$OM = \frac{OA}{\sin} = \frac{p}{760 \sin}$$

Tabla I.3.- Determinación de la masa atmosférica en función de la altura aparente del Sol, para una presión de 760 mm de Hg

Ángulo	Masa atmosférica $m = \frac{1}{\sin}$	Masa verdadera
90	1	1
80	1,02	1,015
70	1,06	1,064
60	1,16	1,154
50	1,31	1,304
40	1,56	1,553
30	2	1,995
20	2,92	2,904
15	3,86	3,816
12	4,81	4,716
10	5,76	5,6
6	9,57	8,9

En la Tabla I.3 se muestra el valor del camino recorrido obtenido a partir de la fórmula y el camino real, en donde se han tenido en cuenta la curvatura de la Tierra y la refracción de los rayos solares al atravesar la atmósfera.

I.5.- ATENUACIÓN DE LA RADIACIÓN DIRECTA

La radiación incidente normal recibida del Sol, sobre la superficie terrestre, está sujeta a variaciones debidas fundamentalmente a:

a) Variaciones de la distancia Tierra-Sol.

b) Variaciones de la difusión, debidas a las moléculas de aire, vapor de agua y polvo.

c) Variaciones en la absorción atmosférica por el O_3 , H_2O y el CO_2

La radiación solar normal incidente en la atmósfera terrestre tiene la distribución espectral indicada en la Fig I.13.

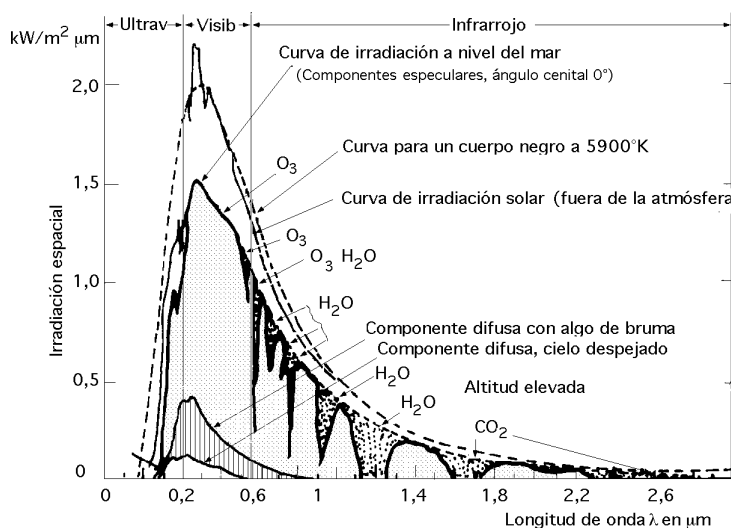


Fig I.13.- Distribución espectral de la radiación solar

Los rayos X y otras radiaciones de onda corta del espectro solar, son absorbidos en gran proporción en la ionosfera por el N_2 , O_2 y otros componentes atmosféricos. La mayor parte del ultravioleta queda absorbido por el O_3 .

Para longitudes de onda superiores a $2,5 \mu m$ se produce la radiación terrestre y una fuerte absorción por el CO_2 y el H_2O de la atmósfera, por lo que al suelo llega muy poca energía.

En consecuencia, y desde el punto de vista de las aplicaciones terrestres de la energía solar, solamente interesan las radiaciones comprendidas en las longitudes de onda de $0,29 \mu m$ hasta $2,5 \mu m$, que son las que a su paso a través de la atmósfera van a sufrir las variaciones debidas a la difusión y a la absorción.

DIFUSIÓN.- Las moléculas de aire son muy pequeñas, en comparación con las longitudes de onda de la radiación más significativas en el espectro de la energía solar. La difusión de ésta radiación por las moléculas del aire se puede estudiar por la teoría de Rayleigh, según la cual, el coeficiente de difusión varía aproximadamente como la inversa de la cuarta potencia de la longitud de onda de la radiación λ^{-4} ; ésto se ha verificado experimentalmente y a partir de los datos obtenidos se ha propuesto como factor de transmisión monocromática asociado a la difusión atmosférica, el dado por la expresión:

$$F_{\text{(moléculas aire)}} = 10^{-0,00389 \lambda^{-4}}$$

en la que λ viene dada en micras, $m = 1$, y la presión atmosférica es de 760 mm de mercurio.

La difusión por partículas de polvo, que por supuesto tienen un tamaño mucho mayor que las

moléculas que componen el aire y que además varían de tamaño y concentración según el lugar, la altura y el momento, es mucho más difícil de determinar. Moon desarrolló un factor de transmisión similar al utilizado para las moléculas de aire, de la forma:

$$F_{(\text{polvo})} = 10^{-0,0353 \cdot m - 0,75}$$

en la que $m = 1$, siendo el término medio de la concentración de partículas de polvo de 800 por cm^3 a nivel del suelo.

La difusión debida al vapor de agua contenido en la atmósfera, con el Sol en su cenit y con una presión de saturación (presión parcial promediada del vapor de agua en la atmósfera) de 26 mbars, se representa en la forma:

$$F_{(\text{vapor de agua})} = 10^{-0,0075 \cdot w - 2}$$

por lo que el efecto total de la difusión sobre la radiación se puede expresar aproximadamente por:

$$F_{\text{total}} = \left\{ F_{(\text{moléculas aire})} \frac{p}{760} F_{(\text{polvo})} \frac{r}{800} F_{(\text{vapor de agua})} \frac{w}{26} \right\}^m$$

siendo:

F_{total} es la transmitancia atmosférica monocromática para la radiación directa

p es la presión total de la atmósfera en mm de mercurio

r es la concentración de partículas de polvo, a nivel del suelo, (partículas por cm^3)

w es la cantidad de agua precipitable en la atmósfera, por encima del lugar de observación, en mm de Hg

m es la masa de aire

La difusión molecular, en la práctica, sólo es función de la presión atmosférica a nivel del suelo y de la posición del Sol, valores que se pueden medir y calcular, midiéndose el coeficiente de turbidez con un pirheliómetro.

ABSORCIÓN.- La absorción de la radiación solar a su paso por la atmósfera terrestre es debida fundamentalmente al ozono en el ultravioleta, $< 0,3 \mu\text{m}$, y un poco para, $0,5 < \lambda < 0,6 \mu\text{m}$, y al vapor de agua confinado en las capas bajas de la atmósfera en la banda del infrarrojo, $> 0,7 \mu\text{m}$; más allá de $2,3 \mu\text{m}$ la transmisión a través de la atmósfera es muy baja, debido a la absorción por el H_2O y CO_2 , por lo que en el espectro de energía solar extraterrestre, la energía es inferior al 5% de la total del espectro solar, siendo pequeña la energía recibida a nivel del suelo.

Las transmitancias por absorción se deben combinar de la misma manera que por difusión y la transmitancia monocromática resultante para la radiación directa se puede escribir como:

$$F = F_{(s)} F_{(abs)} = F_{(s)} F_{(abs. \text{ ozono})} F_{(abs. \text{ vapor de agua})}$$

haciendo notar que, por lo menos, uno de los factores de absorción, bien el del ozono o el del vapor de agua, es la unidad, puesto que las bandas de absorción correspondientes al O_3 y H_2O no solapan entre sí.

Un modelo presentado por Unsworth y Monteith que se ha examinado y comprobado en diferentes lugares de Inglaterra y del Sudán, contempla un *coeficiente de turbidez* mediante el cual se pueden relacionar la irradiancia solar normal directa I_{s0} con la irradiancia normal directa en el aire limpio I_0 (o flujo solar entrante en la atmósfera), mediante la ecuación:

$$I_{s0} = I_0 e^{-m}$$

siendo I_0 la irradiancia normal de la radiación solar para una atmósfera limpia que contiene CO_2 , O_3 y H_2O , como elementos que absorben y emiten radiación.

La relación $\frac{I_{s0}}{I_0}$ representa la fracción de la potencia transmitida.

La fracción extinguida τ_s que es absorbida por la atmósfera es, $\tau_s = \frac{I_0 - I_{s0}}{I_0}$

I.6.- CARACTERISTICAS DE LA RADIACIÓN DIRECTA

MOVIMIENTO DE LA TIERRA.- El movimiento de la Tierra alrededor del Sol se llama traslación y lo hace describiendo una órbita elíptica de muy poca excentricidad llamada Eclíptica, estando el Sol situado en uno de sus focos. La duración del recorrido es de 365 días, 5 horas y 48 minutos a una velocidad de 108.000 Km/hora, aproximadamente. Esta órbita está inclinada con respecto al plano del Ecuador un ángulo de $23^\circ 45'$ y ello hace que sobre un punto determinado de la Tierra los rayos del Sol caigan unas veces más perpendicularmente que en otros y, por lo tanto, que la radiación incidente I_0 sobre la misma sea diferente, Fig I.14.

Por otra parte, la Tierra tiene un movimiento de rotación alrededor de su eje en el que emplea 24 horas. Ahora bien, debido a la inclinación del eje de rotación y del movimiento orbital de la Tierra, la duración del día y de la noche varían según la latitud del lugar. Así, en el Ecuador terrestre el día y la noche son iguales, es decir, de doce horas, pero esa igualdad se va perdiendo a medida que se pasa del Ecuador hacia los Polos, ya que progresivamente van apareciendo los inviernos de noches más largas en contraposición con los veranos de noches más cortas, incluso hasta en las regiones polares en donde duran medio año.

DEFINICIÓN DE PARÁMETROS.- Para calcular la radiación solar incidente sobre una superficie que tiene una determinada inclinación y orientación, es necesario definir algunos términos, cuya representación se ha hecho en las Figuras I.14, 13, 14 y 15.

-El ángulo cenital solar θ_s , es el ángulo que forma la radiación directa del Sol y la vertical del lugar, en un punto cualquiera de la Tierra. Este ángulo varía continuamente a lo largo del día y depende también de la latitud del lugar y de la declinación.

-El ángulo acimutal del Sol ϕ_s , es el ángulo que forma la componente horizontal de la radiación solar directa, con la dirección Norte-Sur, en el hemisferio norte. Se mide sobre el plano horizontal que pase por el lugar.

-La declinación δ , que es la posición angular del Sol al mediodía solar, respecto al plano del Ecuador terrestre; el valor de este ángulo se suele tomar cada día al mediodía solar. Esto es debido a que el eje de rota-

ción de la Tierra está inclinado un ángulo de $23^{\circ}45'$ respecto al eje del plano que contiene la órbita que describe alrededor del Sol y de ahí que el valor de la declinación varíe entre $\pm 23^{\circ}45'$ a lo largo del año. La declinación al Norte del Ecuador se considera positiva.

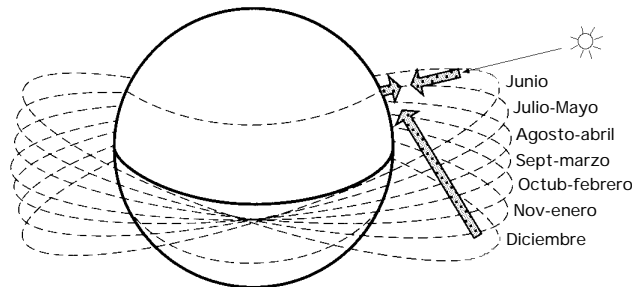


Fig I.14.- Posiciones del Sol a lo largo del año

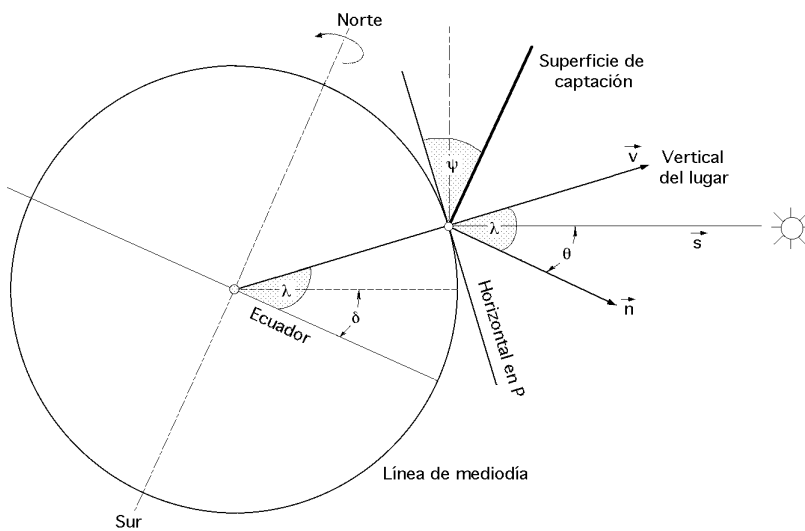


Fig I.15.- Situación espacial de diversos ángulos

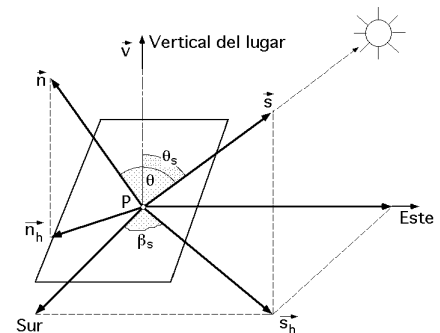


Fig I.16

-El **ángulo horario** es el desplazamiento angular del Sol, respecto al mediodía, que es el instante en que el Sol se encuentra más alto en el cielo y se corresponde con un ángulo cenital solar mínimo, es decir, con un ángulo horario igual a 0. Cada hora es igual a 15° de longitud, tomando un valor (+) por las mañanas y (-) por las tardes.

-La **latitud** de un lugar cualquiera sobre la superficie de la Tierra, es su desplazamiento angular por encima o por debajo del Ecuador, medido desde el centro de la Tierra. Se considera positiva al N del Ecuador.

-La **longitud del lugar L** es el ángulo que forma el semiplano que pasa por los polos en un lugar de la superficie de la Tierra y el semiplano que pasa por Greenwich. Este semiplano es un cero arbitrario y la línea que corta sobre la superficie terrestre se denomina meridiano de Greenwich. La longitud y la latitud son coordenadas que localizan un punto cualquiera sobre la superficie de la Tierra.

-Otro ángulo que se debe tener en cuenta es el que forma el terreno, (o la superficie que se considere), con la horizontal del lugar y que llamaremos ψ ; éste es el ángulo cenital de la superficie y, por lo tanto, el ángulo que forma la normal a la superficie con la vertical del lugar.

La altura solar o ángulo de elevación del Sol por encima del horizonte es importante por dos

razones. En primer lugar, a mayores alturas solares, la radiación recorre una distancia más corta al atravesar la atmósfera, mientras que para alturas solares más bajas, la radiación procedente del Sol es forzada a recorrer una masa de aire mucho mayor, $m > 1$. Los efectos atenuantes de la masa de aire implicados reducen la radiación solar y las mayores alturas solares proporcionan más horas de luz, lo que permite mejores insolaciones.

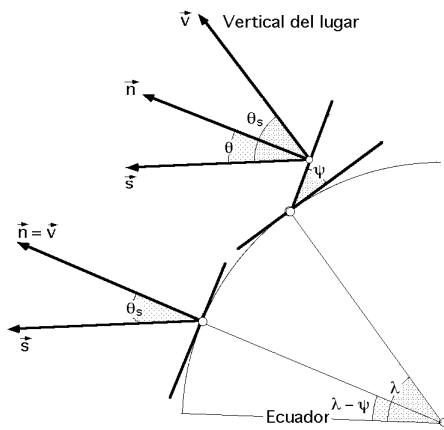


Fig I.17

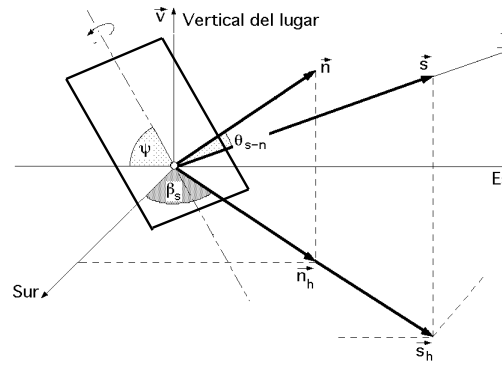


Fig I.18

RELACIONES TRIGONOMÉTRICAS.- Las relaciones trigonométricas existentes entre la posición de un plano orientado en cualquier forma y en cualquier momento, respecto a la dirección de la componente directa de la radiación solar incidente, se puede expresar mediante la expresión (Benford y Book) de la forma:

$$\cos \theta_s = \sin \psi \cos \delta \cos h + \sin \psi \sin \delta \sin h + \cos \psi \cos \delta \cos h + \cos \psi \sin \delta \sin h$$

en la que ψ es el ángulo que forma el terreno con la horizontal del lugar.

Cuando el plano del terreno coincide con el horizontal, $\psi = 0$, por lo que el *ángulo cenital de la radiación solar directa* θ_s , Fig I.17, es:

$$\cos \theta_s = \sin \delta \cos h + \cos \delta \cos h$$

que define el ángulo cenital solar en función de la latitud del lugar λ , del día del año definido por su declinación media δ y la hora del día definida por el ángulo horario h .

El *ángulo acimutal solar* viene dado por la expresión:

$$\cotg \theta_s = \frac{\tg \delta \cos h - \sin \delta \sin h}{\sin \psi}$$

Mediante la ecuación del ángulo cenital solar se puede determinar el *ángulo horario* h de salida o puesta del Sol, haciendo $\theta_s = 90^\circ$:

$$\cos \delta = - \frac{\sin \phi \sin \delta_s}{\cos \phi \cos \delta_s} = - \tan \phi \tan \delta_s$$

Para la *declinación* tomaremos el valor medio diario, al mediodía, dado por la ecuación:

$$\delta_s = 23,45 \sin \left(360 \frac{284 + Z}{365} \right)$$

en la que Z es el día del año considerado, contado a partir del 1 de Enero.

FLUJO ENERGÉTICO SOLAR SOBRE LA SUPERFICIE TERRESTRE.- La cantidad de energía solar dq por unidad de superficie, recibida en el punto P de la superficie terrestre, durante el tiempo dt, viene dada por:

$$dq = I_0 \cos \delta_s dt$$

siendo I_0 la intensidad efectiva de la componente directa de la radiación solar medida en el punto P, y es una energía por unidad de superficie y de tiempo.

Si se define la velocidad aparente del Sol, como la velocidad angular de la Tierra respecto al Sol, en la forma:

$$v_s = \frac{d}{dt}$$

que sabemos es de 15° por hora, el valor de dq queda es:

$$dq = \frac{I_0 (\sin \phi \sin \delta_s + \cos \phi \cos \delta_s \cos \delta_s)}{v_s} d$$

Para obtener la energía q recibida por unidad de superficie en el curso del día, se integrará la anterior considerando valores medios de I_0 y de δ_s , entre los valores $\pm \delta_s$, obteniéndose:

$$q = \frac{2 I_0 (\sin \phi \sin \delta_s + \cos \phi \cos \delta_s \sin \delta_s)}{v_s} = \frac{2 I_0 \sin \phi \sin \delta_s (\delta_s - \tan \phi \tan \delta_s)}{v_s}$$

en función del ángulo de salida y puesta del Sol δ_s .

I.7.- CALCULO DE VALORES MEDIOS DE RADIACIÓN SOLAR

Además de los datos de radiación solar, hay otras medidas meteorológicas que se relacionan con la misma y que en ausencia de datos sobre radiación se pueden usar para su determinación.

Entre éstos destacan, por ejemplo, los datos sobre horas de radiación solar que se pueden conseguir en la mayoría de las estaciones meteorológicas, así como los datos sobre nubosidad que son también fácilmente disponibles.

Los datos sobre radiación constituyen la mejor fuente de información; sin embargo, a falta de éstos se pueden utilizar algunas relaciones empíricas que permiten calcular la radiación solar a partir del número de horas de Sol, o porcentajes de posibles horas de Sol o de nubosidad.

Otra alternativa consiste en realizar los cálculos para una localidad determinada, utilizando datos de otras localidades de similar latitud, topografía y clima.

Existen tablas en las que se puede observar el promedio de horas de radiación solar hecho durante diez años en algunas capitales españolas, Tabla I.12.

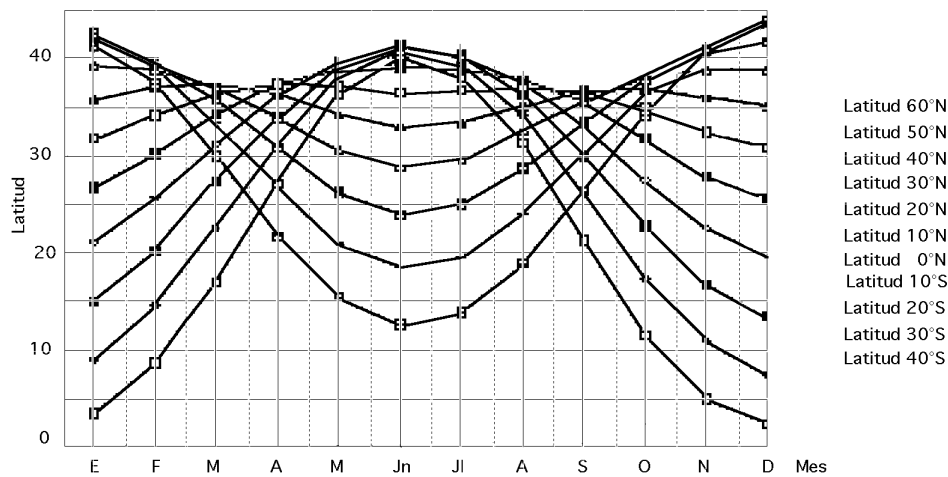


Fig I.19.- Valores mensuales medios de $I_{0(h)}$

Una ecuación que relaciona el promedio de radiación con las radiaciones de un día claro, correspondientes a la localidad en cuestión y una fracción media de las posibles horas de radiación solar, es:

$$I_{\text{promedio}}(h) = I_{0(h)} \left(a + b \frac{n_{\text{mensual}}}{N_{\text{diario}}} \right)$$

en la que:

- $I_{\text{promedio}}(h)$ es el promedio de radiación horizontal para un determinado período (1 mes, 1 día, etc).
- $I_{0(h)}$ es la radiación con cielo despejado para el mismo período
- n es el promedio de horas diarias de Sol brillante para el mismo período

$\frac{n}{N_{\text{diario}}}$, se conoce como el porcentaje posible de Sol brillante

- N_{diario} es el máximo de horas diarias de Sol brillante, para el mismo periodo, entre la salida y puesta del Sol. Se puede calcular mediante las siguientes ecuaciones:

$$N_{\text{diario}} = \frac{2}{15} \arccos (- \operatorname{tg} \operatorname{tg})$$

$$N_{\text{diario}} = 12 + \operatorname{sen} \frac{360}{365} z$$

en la que z es el día del año contado a partir del 21 de marzo y tg un coeficiente que se mide con un heliógrafo Campbell-Stokes y depende de la latitud ; sus valores se recogen en la Tabla I.4.

Tabla I.4.- Valores de tg según la latitud

	55	52	50	48	46	44	42	40
	5,1	4,5	4,1	3,8	3,6	3,3	3,1	2,8

Para una región de $\phi = 46^\circ\text{N}$ resulta $\phi = 3,6$ por lo que la duración del día el 22 de junio es de 15,6 horas (máximo) y el 22 de diciembre de 8,4 horas (mínimo).

Los diversos valores de los parámetros a y b han sido obtenidos estadísticamente por un cierto número de estaciones meteorológicas situadas en distintas partes del mundo, en las que se resumen diversos tipos de clasificaciones climáticas y de vegetación.

CLASIFICACIÓN CLIMÁTICA BASADA EN EL MAPA DE CLIMA DE TREWARTHA (1954, 1961)

	TIPOS DE CLIMA
Af	Clima de bosque tropical, constantemente húmedo, lluvia en todas las épocas del año
Am	Clima de bosque tropical, lluvia monzónica; temporada seca corta, pero con un total de lluvia suficiente para mantener un bosque de tipo de lluvia
Aw	Clima de bosque tropical, temporada seca en invierno
BS	Estepa o clima semi-árido
BW	Clima árido o de desierto
Cf	Clima de bosque mesotérmico; constantemente húmedo; lluvia en todas las épocas del año
Cs	Clima de bosque mesotérmico; temporada seca en invierno

CLASIFICACIÓN DE LA VEGETACIÓN BASADA EN EL MAPA DE KÜCHLER

	TIPOS DE VEGETACIÓN
B	Arboles perennes de hoja ancha
Bzi	Arboles perennes de hoja ancha, tipo arbusto, altura mínima 1 metro, creciendo solos o en grupos diseminados
D	Arboles de hoja caduca ancha
Dsi	Arboles de hoja caduca ancha tipo arbusto, altura mínima 1 metro; las plantas con suficiente separación para que en su mayor parte no se toquen
Dsp	Arboles de hoja ancha caduca, tipo arbusto, altura mínima 1 metro creciendo solos o en grupos esparcidos
E	Arboles perennes de hoja tipo aguja
G	Hierba y otras plantas herbáceas
GD	Hierba y otras plantas herbáceas; árboles de hoja ancha caduca
GDsp	Hierba y otras plantas herbáceas; árboles de hoja ancha caduca, tipo arbusto, altura mínima 1 metro, creciendo solos o en grupos esparcidos
M	Mezclado; árboles de hoja ancha caduca y árboles perennes de hoja tipo aguja
S	Arboles semicaducos; de hoja perenne ancha y caduca

Los valores promedios de la radiación están también tabulados, como se indica en la Tabla I.6 para algunas regiones, en función de su latitud ϕ y de su altura sobre el nivel del mar.

El valor promediado $I_{0(\text{diario})}$ para un día cualquiera del año, se puede hallar analíticamente a partir de la ecuación:

$$I_{0(\text{diario})} = \frac{24}{365} I_{\text{extrat}} \left(1 + 0,033 \cos \frac{360 Z}{365} \right) \left(\cos \phi \cos \delta \sin \phi_s + \frac{2}{360} \sin \phi \sin \delta \sin \phi_s \right)$$

siendo I_{extrat} la constante solar extraterrestre.

Se han establecido algunos modelos estadísticos que permiten determinar diversos valores de I_0 definidos por las siguientes ecuaciones:

$$I_{0(\text{media})} = 1230 e^{\frac{-1}{3,8 \cos(\phi_s - 1,6)}}, \text{ en condiciones normales}$$

$$I_{0(\text{máxima})} = 1220 e^{\frac{-1}{6 \cos(s-1)}}, \text{ con el cielo muy puro}$$

$$I_{0(\text{mínimo})} = 1260 e^{\frac{-1}{2,3 \cos(s-3)}}, \text{ en zona industrial}$$

$$I_{0(\text{media})} = 1230 e^{\frac{-1}{3,8 \cos(30-1,6)}} = 912 \frac{W}{m^2}$$

Para, $s = 30^\circ$, resulta, $I_{0(\text{máxima})} = 1220 e^{\frac{-1}{6 \cos(30-1)}} = 1006 \frac{W}{m^2}$

$$I_{0(\text{mínimo})} = 1260 e^{\frac{-1}{2,3 \cos(30-3)}} = 773 \frac{W}{m^2}$$

observándose que la variación puede ser considerable.

Tabla I.5.- Constantes climáticas y horas de Sol posibles en %
Las constantes climáticas a y b dependen de la localidad

Localidad	Clima*	Vegetación**	Horas de Sol posibles		a	b
			Margen	Promedio		
Albuquerque, New México	BS-BW	E	68-85	78	0,41	0,37
Atlanta, (USA).	Cf	M	45-71	59	0,38	0,26
Blue Hill, Mass.	Df	D	42-60	52	0,22	0,5
Brownsville, Tex.	BS	GDsp	47-80	62	0,35	0,31
Buenos Aires, Argentina	Cf	G	47-68	59	0,26	0,5
Charleston, S.C.	Cf	E	60-75	67	0,48	0,09
Darien, Manchuria	Dw	D	55-81	67	0,36	0,23
El Paso, Texas	BW	Dsi	78-88	84	0,54	0,2
Ely, Nevada	BW	Bzi	61-89	77	0,54	0,18
Hamburgo, Alemania	Cf	D	11-49	36	0,22	0,57
Honolulu, Hawai	Af	G	57-77	65	0,14	0,73
Madison, Wisconsin	Df	M	40-72	58	0,3	0,34
Malange, Angola	Aw Bs	GD	41-84	58	0,34	0,34
Miami, Florida	Aw	E-GD	56-71	65	0,42	0,22
Niza, Francia	Cs	SE	49-76	61	0,17	0,63
Poona, India	Am	S	25-49	37	0,3	0,51
Poona, India (Monzón Seco)	65-89	81	41	34		
Stanleyville Congo	Af	B	34-56	48	0,28	0,39
Tamanrasset, Argelia	BW	Dsp	76-88	82	0,3	0,43

Tabla I.6.- Algunos promedios mensuales de horas de Sol por día

Estación	Latitud	Alt. (m)	Anual	Enero	Febrer	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
Hong Kong	22°N	1	5,3	4,7	3,5	3,1	3,8	5	5,3	6,7	6,4	6,6	6,8	6,4	5,6
Paris	48°N	50	5,1	2,1	2,8	4,9	7,4	7,1	7,6	8	6,8	5,6	4,5	2,3	1,6
Bombay	19°N	1	7,4	9	9,3	9	9,1	9,3	5	3,1	2,5	5,4	7,7	9,7	9,6
Sokoto (Nigeria)	13°N	107	8,8	9,9	9,6	8,8	8,9	8,4	9,5	7	6	7,9	9,6	10	9,8
Perth (Australia)	32°S	20	7,8	10,4	9,8	8,8	7,5	5,7	4,8	5,4	6	7,2	8,1	9,6	10,4
Madison	43°N	63	7,3	4,5	5,7	6,9	7,5	9,1	10,1	9,8	10	8,6	7,2	4,2	3,9

I.8.- RADIACIÓN SOLAR SOBRE SUPERFICIES INCLINADAS.

Para poder diseñar instalaciones de aprovechamiento solar, conviene convertir datos de radiación sobre una superficie horizontal, en datos de radiación sobre una superficie inclinada. Esto se puede llevar a cabo, tanto para la componente directa de la radiación, como para la difusa.

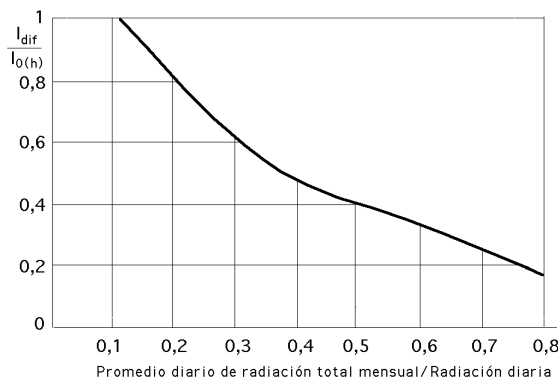


Fig I.20.- Promedios mensuales de radiación difusa diaria y diaria total, como una función del índice promedio mensual de nubosidad (Liu y Jordan 1960)

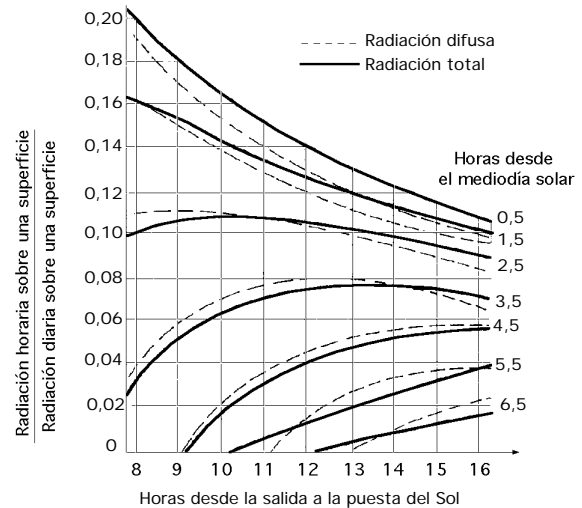


Fig. I.21.- Relación entre la radiación horaria y la diaria, ambas sobre una superficie horizontal

Si se supone que el Sol brilla uniformemente, de manera que tengamos una distribución igual durante el día y si adoptamos una curva standard de radiación para la irradiancia directa, que nos relacione la irradiancia normal directa con la altura cenital solar, se puede estimar, mediante cálculos trigonométricos y posterior integración numérica, la relación existente entre la radiación directa mensual sobre cualquier superficie plana inclinada y la correspondiente radiación directa media mensual sobre un plano horizontal.

En la Fig I.20 se ha hecho una representación, con datos de cuatro localidades, de la relación entre los promedios mensuales de radiación difusa diaria y radiación total diaria, como una función del índice promedio mensual de nubosidad.

En la Fig I.21 se ha hecho la representación gráfica correspondiente a la radiación horaria respecto a la diaria, ambas sobre una superficie horizontal, para diversos intervalos horarios entre la salida y puesta del Sol.

El proceso se puede simplificar aplicando la formulación trigonométrica que permite seguir el movimiento aparente del Sol, junto con la curva de radiación standard elegida, obteniéndose de esta forma los valores instantáneos de radiación sobre distintas superficies, en determinados intervalos de tiempo, en cualquier época del año y en distintos lugares; de esta forma se obtienen los gráficos de datos sobre irradiancia directa con el cielo sin nubes y el Sol brillante.

Se puede obtener una aproximación más sofisticada teniendo en cuenta los efectos de la turbidez de la atmósfera y su efecto sobre la radiación solar.

COMPONENTE DIRECTA.- Analicemos en primer lugar la componente directa de la radiación. Sobre una superficie horizontal, la dirección de la radiación directa I_0 forma un ángulo θ_s con la vertical, siendo $I_{0(h)}$ su proyección sobre la misma.

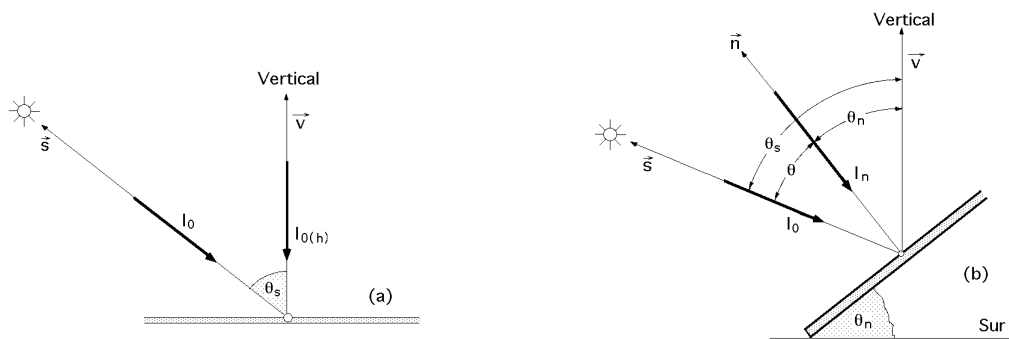


Fig I.22.a.b. - Radiación directa solar sobre superficies inclinadas

La normal a la superficie inclinada forma un ángulo con la vertical del lugar que llamaremos θ_n que es a su vez el ángulo que la superficie forma con el plano horizontal; la proyección de la radiación directa I_0 sobre la normal a la superficie es I_n . Hay que suponer que en el hemisferio Norte la superficie inclinada está orientada al Sur.

De acuerdo con las Fig.I.22.a,b se tiene:

$$I_{0(h)} = I_0 \cos \theta_s$$

$$I_n = I_0 \cos(\theta_s - \theta_n) = I_0 \cos \theta_{s-n}$$

La relación D entre la radiación directa sobre la superficie inclinada I_n y la de la superficie horizontal $I_{0(h)}$, viene dada en la siguiente forma:

$$D = \frac{I_n}{I_{0(h)}} = \frac{\cos \theta_{s-n}}{\cos \theta_s} = \frac{\sin \theta_s \sin(\theta_s - \theta_n) + \cos \theta_s \cos(\theta_s - \theta_n) \cos \theta_n}{\sin \theta_s + \cos \theta_s \cos \theta_n} = \frac{\cos \theta_s \cos \theta_n + \sin \theta_s \sin \theta_n}{\cos \theta_s} = \cos \theta_n + \sin \theta_n \tan \theta_s$$

COMPONENTE DIFUSA.- Si la componente difusa de la radiación solar se extiende uniformemente por el cielo (nubosidad uniforme, días de bruma,...), resulta que la radiación difusa sobre una superficie inclinada va a depender de la parte de cielo que se vea desde esta superficie. Si además se supone que las propiedades del suelo y demás superficies vistas desde ella reflejan la radiación solar, constituyen una nueva fuente de radiación difusa (albedo), equivalente a la del cielo, por lo que la superficie inclinada recibirá la misma radiación difusa, sin que influya su orientación, por lo que el factor de corrección de la radiación difusa será siempre la unidad.

En estas condiciones, para determinar la radiación difusa recibida sobre la superficie inclinada un ángulo θ_n con el cielo cubierto uniformemente, éste se puede representar por un plano horizontal indefinido A_1 que radia difusamente sobre el plano oblicuo de inclinación θ_n que contiene a la superficie A_2 , Fig I.23.

Sobre el plano A_1 se elige un origen de coordenadas O y direcciones (x,y) ; este plano se puede descomponer en una serie de bandas difusoras rectangulares uniformes e iguales, de anchura dx , y se va a determinar la influencia que cada una de ellas ejerce sobre una porción del plano horizontal que contiene a la superficie A_2 distante a del plano A_1 , suponiendo que los puntos de referencia A y

O están en la misma vertical. La banda considerada se descompone en franjas infinitesimales de anchura dy ; si consideramos la franja situada en B de superficie dA_1 , de ordenada y y distancia $(BA) = r$, la radiación difusa que llega a A_2 procedente de dA_1 es:

$$dI_{\text{dif}(dA_1 \rightarrow A_2)} = \frac{\cos \theta_1 \cos \theta_2 A_2 dA_1}{r^2} = \left| \frac{1}{r^2} = \frac{1}{a^2 + y^2} ; dA_1 = dx dy \right| = \frac{\cos^2 \theta_1 dx dy A_2}{a^2 + y^2}$$

y la que envía la banda de anchura dx y que llega a A_2 es:

$$I_{\text{dif}(dx \rightarrow A_2)} = \frac{\cos^2 \theta_1 dx A_2}{a^2 + y^2} dy = \left| \begin{array}{l} \tan \theta_1 = \frac{y}{a} \\ dy = \frac{a d \theta_1}{\cos^2 \theta_1} \end{array} \right| = \int_{-\pi/2}^{\pi/2} \frac{a dx A_2}{a^2 (1 + \tan^2 \theta_1)} d \theta_1 = \frac{A_2}{2a} dx$$

Si a continuación se supone que los puntos O y A no están en la misma vertical, la radiación difusa que envía la banda de anchura dx y que llega a A_2 es:

$$I_{\text{dif}(dx \rightarrow A_2)} = \frac{A_2}{2r} \cos^2 \theta_2 dx$$

y si el plano A_2 está inclinado un ángulo θ_n ,

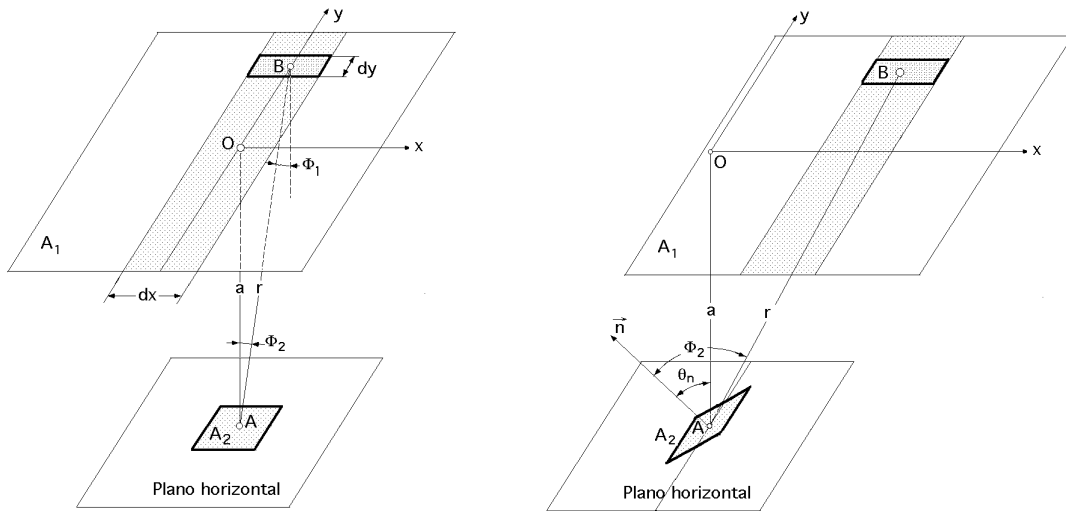


Fig 1.23.- Cálculo de la radiación difusa recibida por un plano de inclinación θ_n

$$I_{\text{dif}(dx \rightarrow A_2)} = \frac{A_2}{2r} \cos \theta_1 \cos \theta_2 dx = \left| \frac{1}{dx \cos \theta_1} = \frac{1}{r \cos \theta_n} \right| = \frac{A_2}{2} \cos (\theta_1 + \theta_n) d \theta_1$$

$$I_{\text{dif}(A_1 \rightarrow A_2)} = \frac{A_2}{2} \int_{-\pi/2}^{\pi/2} \cos (\theta_1 + \theta_n) d \theta_1 = \dots = \frac{A_2}{2} (1 + \cos \theta_n)$$

que es la radiación difusa que procedente del cielo llega a una superficie inclinada un ángulo θ_n .

Para $\theta_n = 0$, (superficie horizontal), la radiación difusa que del cielo llega a la superficie A_2 es:

$$I_{\text{dif}}(h) = A_2$$

por lo que:

$$I_{\text{dif}}(\text{cielo} \rightarrow A_2) = I_{\text{dif}}(h) \frac{1 + \cos \theta_n}{2}$$

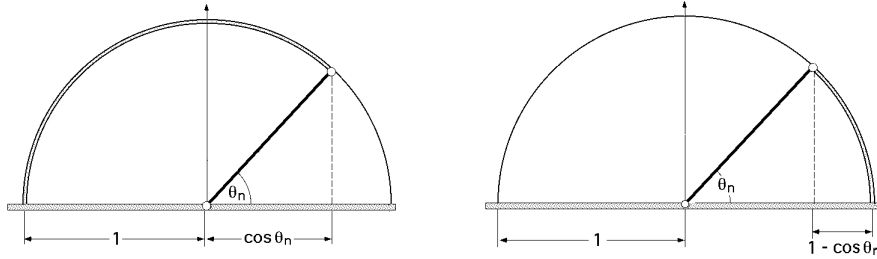


Fig I.24.- Modelo para determinar la radiación total, difusa y albedo

que es lo mismo que decir que una superficie inclinada un ángulo θ_n respecto a la horizontal ve una parte de la bóveda celeste, Fig I.24, dada por:

$$\frac{1 + \cos \theta_n}{2}$$

en la que el 2 se puede considerar también es consecuencia de que sólo se ve la mitad de la bóveda celeste, hacia arriba; si la radiación solar difusa está distribuida uniformemente en el cielo, éste será también el factor de conversión para la radiación difusa incidente desde arriba.

En la práctica se puede considerar que la radiación difusa sobre un plano horizontal es la tercera parte de la radiación directa sobre el mismo plano.

ALBEDO.- Haciendo consideraciones semejantes a las de la radiación difusa, se puede suponer que el plano A_2 recoge también la radiación reflejada por el suelo, ya que la superficie inclinada ve una porción del mismo o de sus alrededores, y si el coeficiente de reflexión para la radiación difusa en ese entorno es ρ , la radiación reflejada por el suelo sobre la superficie inclinada, procedente del total de la radiación solar, será la radiación global $(I_0 + H_{\text{difusa}})_h$ sobre el plano horizontal, multiplicada por el albedo del suelo:

$$I_{\text{albedo}}(\text{suelo} \rightarrow A_2) = (I_0 + I_{\text{difusa}})_h \frac{1 - \cos \theta_n}{2}$$

en la que $\frac{1 - \cos \theta_n}{2}$ es el albedo del suelo.

Las expresiones encontradas son teóricas porque la radiación difundida por el cielo no es isótropa, ya que varía con la altura del Sol. Si la turbidez de la atmósfera es grande, el máximo de radiación difusa se nota en las proximidades del Sol.

En las proximidades del mar hay que tener en cuenta la reflexión sobre la superficie del agua.

La radiación solar no se absorbe por completo por el suelo, en el que los diferentes colores indican reflexiones selectivas y difusas. La fracción de radiación absorbida varía con la longitud de onda; en una pradera es de 0,94 para $\lambda > 0,55 \mu\text{m}$ y de 0,78 para $\lambda < 0,55 \mu\text{m}$.

El albedo es la fracción de energía incidente difundida por un cuerpo luminoso.

- Para un cuerpo negro el albedo es 0
- Para la nieve fresca vale 0,9
- Para la nieve vieja vale 0,6
- Para suelo cubierto de nieve 0,7
- Para el suelo sin nieve vale 0,2
- Para el suelo mojado vale 0,17
- Para el suelo limpio varía entre 0,15 y 0,25
- Para una pradera varía entre 0,25 y 0,75
- Para césped o hierba verde vale 0,26
- Para el suelo cubierto de hojas vale 0,3
- Para el mar vale 0,05 en verano y 0,1 en invierno

En consecuencia, la componente difusa suma de los dos efectos es:

$$I_{\text{dif}} = I_{\text{dif}(h)} + I_{\text{albedo}} = I_{\text{dif}(h)} \frac{1 + \cos n}{2} + (I_0 + I_{\text{dif}}(h)) \frac{1 - \cos n}{2}$$

RADIACIÓN TOTAL.- La radiación total sobre una superficie inclinada que incluye el albedo, es:

$$\begin{aligned} I_{T(i)} &= I_{0(i)} + I_{\text{dif}(h)} + I_{\text{albedo}} = I_{0(h)} D + I_{\text{dif}(h)} + I_{\text{albedo}} = \\ &= I_{0(h)} D + I_{\text{dif}(h)} \frac{1 + \cos n}{2} + (I_{0(i)} + I_{\text{dif}(h)}) \frac{1 - \cos n}{2} \end{aligned}$$

definiéndose el factor eficaz de energía solar en la superficie inclinada respecto a la total horizontal, en la forma:

$$\text{eficaz} = \frac{I_{0(h)}}{I_{T(h)}} D + \frac{I_{\text{dif}(h)}}{I_{T(h)}} \frac{1 + \cos n}{2} + \frac{1 - \cos n}{2}$$

A medida que aumenta n , el sumando del albedo se va haciendo más importante.

Ninguna de estas aproximaciones es muy satisfactoria; un colector solar proporciona la fracción mayor de su aportación total de energía durante los períodos de tiempo de mayor radiación, argumento que resulta válido cuando se trabaja con colectores funcionando a temperaturas elevadas, estando previsto que no se produzca una captación útil de energía durante los largos períodos de nubosidad.

Para una superficie vertical la radiación difusa es igual a la suma de la mitad de la radiación difusa del cielo y de la mitad de la radiación global difundida por el suelo:

$$I_{\text{dif}(v)} = \frac{I_{\text{dif}(h)}}{2} + \frac{I_{0(h)} + I_{\text{dif}(h)}}{2}$$

En realidad, esta formulación es teórica por cuanto la radiación reflejada difusa se difunde en la atmósfera que, a su vez, la vuelve a difundir parcialmente hacia el suelo, es decir, la radiación difundida por el cielo no es isótropa. Para una nubosidad media, esta redifusión es del orden del 10% y la radiación total teórica aumenta otro tanto.

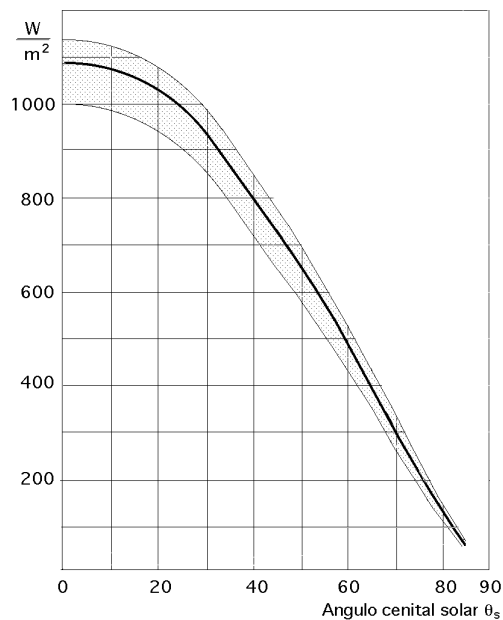


Fig I.25.- Radiación total recibida por una superficie horizontal en función del ángulo cenital solar en condiciones medias y extremas de turbidez, para cielo claro sin nubes

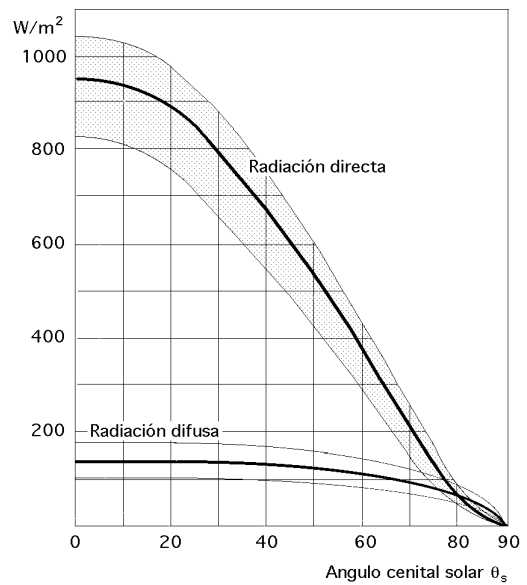


Fig I.26.- Valores de la radiación directa y difusa recibidas por una superficie horizontal en función del ángulo cenital solar en condiciones medias y extremas de turbidez, para cielo claro sin nubes

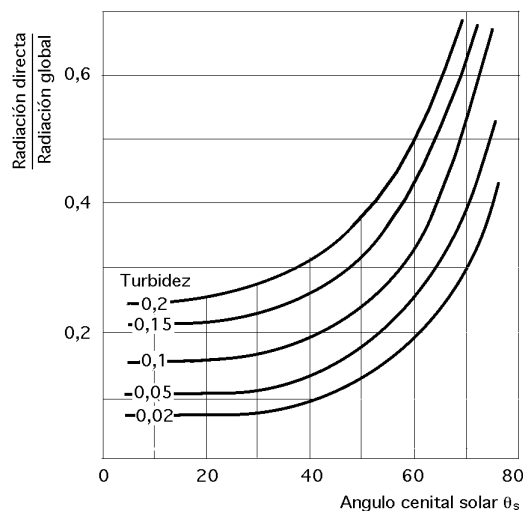


Fig I.27.- Variación de la relación (Radiación directa/Radiación global) recibida por una superficie horizontal en función del ángulo cenital solar, para diversos valores de la turbidez atmosférica

RADIACIÓN TOTAL SOBRE UNA SUPERFICIE HORIZONTAL.- Unas expresiones empíricas que permiten evaluar la radiación total $I_{T(h)}$ son:

Radiación global máxima = $I_{T(h) \text{ máxima}} = 1130 (\cos \theta_s)^{1,15}$, para cielo muy limpio

Radiación global mínima = $I_{T(h) \text{ mínima}} = 995 (\cos \theta_s)^{1,25}$, para zona industrial

Radiación global media = $I_{T(h) \text{ media}} = 1080 (\cos \theta_s)^{1,22}$

La relación $\frac{\text{Radiación difusa}}{\text{Radiación total}}$ es muy sensible al coeficiente de turbidez, Fig I.27.

ENERGÍA TOTAL RECIBIDA DURANTE UN DÍA DE CIELO CLARO.- Se puede admitir un reparto energético senoidal de la radiación total en función del tiempo.

Si la radiación energética máxima al mediodía es $I_{T(\text{máx})}$, t es la duración del día y t es el tiempo, la energía recibida sobre una superficie a lo largo del día es:

$$H_{\text{dia}} = I_{T(\text{máx})} \int_0^t \sin \frac{t}{t} dt = \frac{2}{t} I_{T(\text{máx})} t$$

I.9.- EFECTO DE LA ORIENTACIÓN Y MOVIMIENTO DE LA SUPERFICIE RECEPTORA

La mayoría de los datos disponibles sobre radiación solar lo son para superficies horizontales, pero casi siempre es necesario conocer los efectos que origina la orientación de la superficie receptora; los métodos vistos anteriormente indican cómo se pueden calcular los efectos de la orientación de la superficie para períodos cortos. Para períodos largos, en localidades en las que no existen datos sobre las variaciones estacionales de las condiciones atmosféricas, los cálculos sobre efectos de la radiación hay que basarlos en cálculos relativos a la radiación directa.

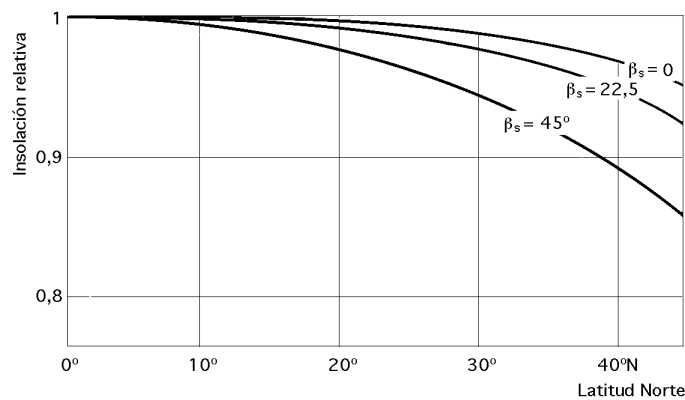


Fig I.28.- Radiación solar anual relativa sobre superficies fijas, inclinación = 0,9 , con orientación Sur, desviadas al sureste un ángulo β_s

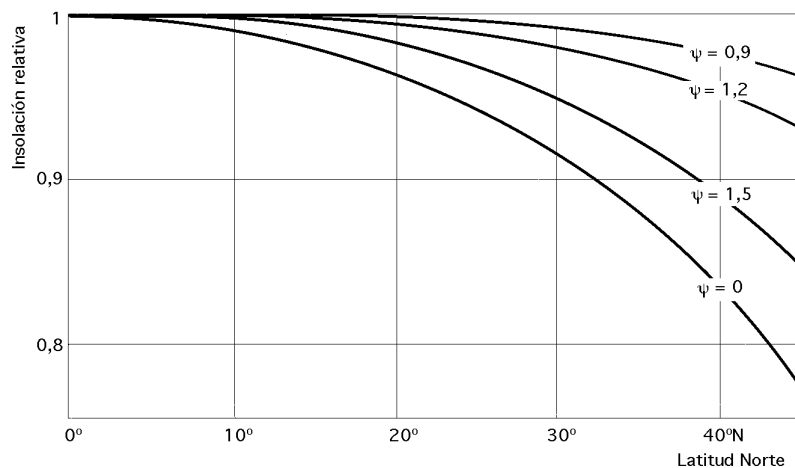


Fig I.29.- Radiación solar anual relativa sobre superficies fijas, con orientación hacia el Ecuador un ángulo ψ , $\beta_s = 0$

Para que un receptor realice una absorción de energía máxima anual deberá estar orientado al Sur, con una inclinación aproximadamente igual a la latitud del lugar, $\alpha_n = \phi$.

Para optimizar la captación en invierno, la inclinación hacia el Sur debe ser igual a, $\alpha_n + 10^\circ$ y en el verano, $\alpha_n - 10^\circ$.

En la Fig I.28 se ha hecho una representación de la radiación solar relativa anual sobre superficies fijas, con una inclinación $\alpha = 0,9$ y orientación Sur, desviadas un ángulo acimutal α_s al Sures-te. En la Fig I.29 se ha representado la radiación solar anual relativa sobre superficies fijas inclinadas un ángulo α con orientación hacia el Ecuador, $\alpha_s = 0$.

TABLAS DE RADIACIÓN E INSOLACIÓN. Las tablas de radiación proporcionan una información lo suficientemente representativa del valor de la radiación solar en un determinado periodo de tiempo. Constituyen el método de consulta más efectivo cuando no se conocen datos de radiación instantánea; son datos recopilados por las estaciones meteorológicas, utilizando una instrumentación adecuada.

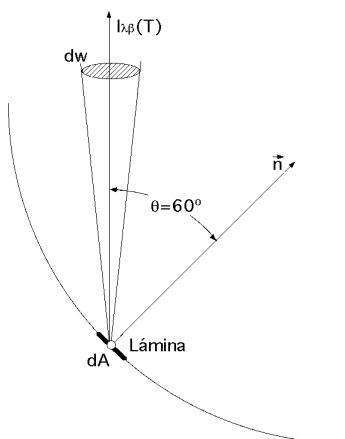
Las tablas que se muestran están confeccionadas a base de medidas efectuadas con piranómetros y dan el promedio de radiación mensual diario para diferentes inclinaciones de superficies receptoras. También se incluyen tablas solares que dan la posición del Sol en coordenadas horizontales, o sea, referidas al plano del horizonte, azimuth y altura solar, para diferentes horas del día en sus latitudes respectivas. Estas tablas son muy útiles a la hora de diseñar una instalación solar de paneles dispuestos sobre un campo concentrador y colector de energía sola.

I.10.- APLICACIONES NUMÉRICAS

Ejemplo I.1.- Una lámina de área $dA = 2 \text{ m}^2$ está colocada sobre una cavidad esférica que se encuentra a 800°K . Determinar:

a) La energía radiativa que atraviesa la lámina

b) La energía radiativa por unidad de ángulo sólido en la dirección que forma un ángulo de 60° con la normal a la superficie.



a) **Energía radiativa que atraviesa la lámina**

La radiación se puede aproximar a la emitida por un cuerpo negro a 800°K

$$Q = dA T_1^4 = (5,67 \times 10^{-8} \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{K}^4}) \times 2 \cdot 10^{-4} \text{ m}^2 \times 800^4 \text{ } ^\circ\text{K}^4 = 4,64 \text{ W}$$

b) **Energía radiativa por unidad de ángulo sólido en la dirección que forma un ángulo de 60° con la normal a la superficie.**

$$Q = I_b(T) dA \cos \theta = E_b = T^4 = I_b(T) = \frac{T^4}{\pi} dA \cos \theta = \frac{(5,67 \times 10^{-8} \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{K}^4}) \times 800^4 \text{ } ^\circ\text{K}^4}{\pi} \times 2 \cdot 10^{-4} \text{ m}^2 \times \cos 60^\circ = 0,74 \text{ W}$$

Ejemplo I.2.- Si se supone que el Sol se comporta como un cuerpo negro a 6000°K ,

Determinar

a) La longitud de onda en que se da el máximo de potencia emisiva monocromática

b) La energía de esta fuente a 6000°K que se corresponde con el espectro visible, $0,38 \mu\text{m} < \lambda < 0,76 \mu\text{m}$?

c) La longitud de onda en que se da el máximo de potencia emisiva monocromática

El valor de T en que se da la máxima potencia emisiva monocromática es (Ley de Wien, $2897,6 \mu\text{m}^\circ\text{K}$), luego la longitud de onda deseada es,

$$= \frac{2897,6 \mu\text{m} \cdot ^\circ\text{K}}{6000 ^\circ\text{K}} = 0,483 \mu\text{m}$$

Energía de esta fuente a 6000°K que se corresponde con el espectro visible, $0,38 \mu\text{m} < \lambda < 0,76 \mu\text{m}$

De la Tabla de funciones de radiación se obtiene,

Fracción de energía entre 0 y $(\lambda = T) = 0,76 \times 6000 = 4560 \mu\text{m} \cdot ^\circ\text{K}$	<table border="1"> <tr><td>4400</td><td>0,548830</td></tr> <tr><td>4600</td><td>0,579316</td></tr> <tr><td>4560</td><td>0,571600</td></tr> </table>	4400	0,548830	4600	0,579316	4560	0,571600	= 57,16%
4400	0,548830							
4600	0,579316							
4560	0,571600							
Fracción de energía entre 0 y $(\lambda = T) = 0,38 \times 6000 = 2280 \mu\text{m} \cdot ^\circ\text{K}$	<table border="1"> <tr><td>2200</td><td>0,100897</td></tr> <tr><td>2400</td><td>0,140268</td></tr> <tr><td>2280</td><td>0,116645</td></tr> </table>	2200	0,100897	2400	0,140268	2280	0,116645	= 11,66%
2200	0,100897							
2400	0,140268							
2280	0,116645							

La fracción de energía en el espectro visible será la diferencia: $57,16 - 11,66 = 45,5\%$

Ejemplo I.3.- La emisión de la radiación desde una superficie se puede aproximar por la radiación de un cuerpo negro a $T=1000^\circ\text{K}$

Determinar,

a) La fracción de la energía total emitida por debajo de $\lambda = 5 \mu\text{m}$

b) ¿Cuál es la longitud de onda si la emisión de energía por debajo de ella es un 10,5% de la emisión total a 1000°K ?

c) ¿Cuál es la longitud de onda para la que se produce la emisión espectral máxima a 1000°K ?

a) Fracción de la energía total emitida por debajo de $\lambda = 5 \mu\text{m}$

De la Tabla de Funciones de radiación para $(\lambda = T) = 5 \times 1000 = 5000$ se obtiene,

$$f_{(0 \rightarrow T)} = \frac{E_b(0 \rightarrow T)}{T^4} = 0,6337 \quad \text{que el } 63,37\% \text{ de la emisión total sucede por debajo de } (\lambda = 5 \mu\text{m})$$

$$E_b(0 \rightarrow T) = 0,6337 \cdot T^4 = 0,6337 \times 5,67 \times 10^{-8} \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{K}^4} \times (1000)^4 ^\circ\text{K}^4 = 35.935 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$$

b) Longitud de onda si la emisión de energía por debajo de ella es un 10,5% de la emisión total a 1000°K

$$\text{Para: } f_{(0 \rightarrow T)} = \frac{E_b(0 \rightarrow T) - E_b(0 \rightarrow T_2)}{T^4} = 0,105$$

$$0,6337 - \frac{E_b(0 \rightarrow T_2)}{T^4} = 0,105 \quad ; \quad \frac{E_b(0 \rightarrow T_2)}{T^4} = 0,5287 \quad T (\text{m} \cdot ^\circ\text{K} \cdot 10^3) = 4,2777$$

$$= \frac{4,2777}{1000 \times 10^3} = 4,27 \times 10^{-6} \text{ m} = 4,27 \mu\text{m}$$

c) Longitud de onda para la que se produce la emisión espectral máxima a 1000°K

Teniendo en cuenta la Ley de Desplazamiento de Wien: $\lambda_{\text{máx}} T = 2,8976 \times 10^{-3} \text{ m} \cdot ^\circ\text{K}$

$$\text{luego para: } T = 1000^\circ\text{K}, \text{ se tiene: } \lambda_{\text{máx}} = \frac{2,8976 \times 10^{-3} \text{ m} \cdot ^\circ\text{K}}{1000 ^\circ\text{K}} = 2,898 \times 10^{-6} \text{ m} = 2,89 \mu\text{m}$$

Ejemplo I.4.- Una pequeña superficie de área $A=5 \text{ cm}^2$ está sometida a una radiación de intensidad constante, $I=1,8 \times 10^4 \text{ W/m}^2$, sobre el ángulo sólido subtendido por, $0 < \theta < 2$ y $0 < \phi < \pi/6$. Calcular la radiación incidente sobre la superficie.

La radiación incidente sobre la superficie a través del ángulo sólido, $d\omega = \sin \theta \, d\theta \, d\phi$, viene dada por,

$$q_i = A I \cos \theta \sin \theta \, d\theta \, d\phi$$

La energía total incidente Q_i sobre la superficie viene determinada por integración entre los ángulos θ y ϕ ,

$$Q_i = A I \int_0^{\pi/6} \cos \theta \sin \theta \, d\theta \int_0^{2\pi} d\phi = \dots = \frac{1}{4} A I = \frac{1}{4} (5 \times 10^{-4}) (1,8 \times 10^4) = 7,07 \text{ W}$$

Ejemplo I.5.- Una superficie es irradiada uniformemente en todas direcciones en el espacio hemisférico; la distribución espectral de la intensidad de la radiación incidente es,

$$(0 < \lambda < 1) \mu\text{m} \quad I^i = 0$$

$$(1 < \lambda < 2) \mu\text{m} \quad I^i = 2000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \cdot \mu\text{m}}$$

$$(2 < \lambda < 4) \mu\text{m} \quad I^i = 8000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \cdot \mu\text{m}}$$

$$(4 < \lambda < 8) \mu\text{m} \quad I^i = 4000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \cdot \mu\text{m}}$$

$$(\lambda > 8) \mu\text{m} \quad I^i = 0$$

Calcular el flujo de radiación incidente sobre la superficie

Puesto que la intensidad de la radiación incidente es independiente de la dirección, el flujo q_i de la radiación incidente se calcula en la forma,

$$q_i = \int_0^{\pi/6} I^i \, d\omega \left(\frac{\text{W}}{\text{m}^2} \right) = \left(\int_1^2 2000 \, d\lambda + \int_2^4 8000 \, d\lambda + \int_4^8 4000 \, d\lambda \right) =$$

$$= \{2000 (2 - 1) + 8000 (4 - 2) + 4000 (8 - 4)\} = 34 \left(\frac{\text{W}}{\text{m}^2} \right)$$

Ejemplo I.6.- Una superficie de $A=2 \text{ cm}^2$ emite radiación como un cuerpo negro a $T = 1000^\circ\text{K}$.

a) Calcular la radiación emitida dentro del ángulo sólido subtendido por, $0 < \theta < 2$ y $0 < \phi < \pi/6$

b) ¿Qué fracción de la energía emitida se corresponde con el espacio hemisférico entero?

a) Radiación emitida dentro del ángulo sólido subtendido por, $0 < \theta < 2$ y $0 < \phi < \pi/6$

La radiación emitida por una superficie A a través de un ángulo sólido $d\omega$, de la forma,

$$d\omega = \sin \theta \, d\theta \, d\phi$$

en cualquier dirección, es,

$$q = A I_b(T) \cos \theta \sin \theta \, d\theta \, d\phi$$

La energía en el ángulo sólido subtendido por los ángulos, $0 < \theta < 2$ y $0 < \phi < \pi/6$, se obtiene por integración de,

$$Q = A I_b(T) \int_0^{\pi/6} \cos \theta \sin \theta \, d\theta \int_0^{2\pi} d\phi = \dots = \frac{A I_b(T)}{4} = \frac{A T^4}{4} =$$

$$= \frac{1}{4} \times (2 \cdot 10^{-4}) \times (5,67 \times 10^{-8}) \times 1000^4 = 2,835 \text{ W}$$

Mes	$I_{0(h)}$ kJ/m ² día	Declinación	N horas	n/N	$I_{\text{Promedio (h)}} = I_{0(h)} (0,3 + 0,34 \frac{n}{N_{\text{diario}}})$ kJ/m ² día
Enero	13000	-21,3	9,2	0,489	6100
Febrero	18400	-13,3	10,3	0,553	9000
Marzo	25400	-2,8	11,7	0,59	12700
Abril	33400	9,4	13,2	0,568	16500
Mayo	39000	18,8	14,5	0,628	20000
Junio	41400	23,3	15,2	0,665	21800
Julio	40300	21,5	14,9	0,658	21100
Agosto	35700	13,8	13,8	0,725	19500
Septiembre	28500	2,2	12,3	0,7	15300
Octubre	20700	-9,6	10,8	0,667	10900
Noviembre	14300	-19,2	9,5	0,442	6400
Diciembre	11600	-23,3	8,8	0,443	5200

b) Fracción de la energía emitida que se corresponde con el espacio hemisférico

$$Q_0 = A \quad T^4 = A \quad I_b(T)$$

luego el porcentaje de la energía total emitida dentro del ángulo sólido considerado es,

$$\frac{Q}{Q_0} = \frac{\frac{1}{4} A \quad T^4}{A \quad T^4} = \frac{1}{4} \quad \boxed{25\%}$$

Ejemplo I.7.- Determinar los promedios mensuales de radiación solar total sobre una superficie horizontal para Santander, latitud 43°N, tomando como base el promedio de duración de horas de Sol presentado en la Tabla anterior.

Los cálculos se realizan en base a la ecuación

$$I_{\text{Promedio (h)}} = I_{0(h)} \left(a + b \frac{n}{N_{\text{diario}}} \right) = \left| \begin{array}{l} a = 0,3 \\ b = 0,34 \end{array} \right| = I_{0(h)} \left(0,3 + 0,34 \frac{n}{N_{\text{diario}}} \right)$$

Determinar el promedio de radiación difusa y de radiación total para las horas comprendidas en los intervalos (10-11) horas ó (13-14) horas, siendo la radiación extraterrestre para el mes de Junio en la vertical de Santander de 41400 kJ/m²día.

El promedio de radiación solar total para el mes de junio en Santander, sobre un plano horizontal es de 21800 kJ/m²día; el n° de horas de duración media del día es de 15,2 horas.

$$\frac{I_{0(h)}}{I_{\text{extrat.}}} = \frac{21800}{41400} = 0,5265$$

De la Fig I.20: $\frac{I_{\text{dif}}}{I_{0(h)}} = 0,33$

Promedio de radiación difusa diaria: $0,33 \times 21800 = 7194 \frac{\text{kJ}}{\text{m}^2 \text{ día}}$

Entrando en la Fig I.21, para el intervalo horario (10-11) horas ó (13-14) horas, (10,5 horas de la mañana, ó 13,5 horas de la tarde, 1,5 horas hasta las doce), para la curva de trazos se obtiene

$$\frac{\text{Promedio de radiación difusa horaria}}{\text{Promedio de radiación difusa diaria}} = 0,098$$

y la radiación difusa promediada para dicho intervalo horario es de, $0,098 \times 7194 = 705 \text{ kJ/m}^2$

Para la curva continua,

$$\frac{\text{Promedio de radiación total horaria}}{\text{Promedio de radiación total diaria}} = 0,108$$

y la radiación total promediada para dicho intervalo horario es de, $0,108 \times 21800 = 2355 \text{ kJ/m}^2$

$$\frac{I_{0(h)}}{I_{T(h)}} = \frac{2355 - 705}{2355} = 0,7$$

$$\frac{I_{\text{dif}(h)}}{I_{T(h)}} = \frac{705}{2355} = 0,3$$

Ejemplo I.8.- Determinar la relación D a las 9,30 horas del 5 de enero para un captador inclinado un ángulo de 30° , orientado al Sur, instalado en Santander, $\phi = 43^\circ \text{N}$.

$$= 23,45 \text{ sen } (360 \frac{284 + 5}{365}) = -22,53^\circ$$

$$= (12 - 9,5) \times 15^\circ = 37,5^\circ$$

$$\phi - \alpha = 43 - 30 = 13^\circ$$

$$D = \frac{\text{sen } \phi \text{ sen } (\phi - \alpha) + \cos \phi \cos (\phi - \alpha) \cos \theta}{\text{sen } \phi \text{ sen } \theta + \cos \phi \cos \theta \cos \theta} = \frac{\text{sen}(-22,53) \text{ sen}(43 - 30) + \cos(-22,53) \cos(43 - 30) \cos 37,5}{\text{sen}(-22,53) \text{ sen } 43 + \cos(-22,53) \cos 43 \cos 37,5} = 2,286$$

Ejemplo I.9.- Determinar el factor eficaz de energía e_{eficaz} para las condiciones del ejemplo 1, supuesto el suelo cubierto de nieve.

$$e_{\text{eficaz}} = \frac{I_{0(h)}}{I_{T(h)}} D + \frac{I_{\text{dif}(h)}}{I_{T(h)}} \frac{1 + \cos \alpha}{2} + \frac{1 - \cos \alpha}{2}$$

Para suelo nevado, $e_{\text{eficaz}} = 0,7$

$$e_{\text{eficaz}} = (0,7 \times 2,286) + (0,3) \frac{1 + \cos 30}{2} + \frac{1 - \cos 30}{2} \times 0,7 = 1,927$$

Ejemplo I.10.- Cálculo de la energía recibida sobre una fachada vertical, orientada al Sur, en una zona de latitud $\phi = 46^\circ \text{N}$, el día 5 de enero.

$$\text{Declinación media el día 5 de enero: } = 23,45 \text{ sen } (360 \frac{284 + 5}{365}) = -22,53^\circ$$

$$\cos \theta_s = \text{sen}(-22,64) \text{ sen } 46 + \cos(-22,64) \cos 46 \cos 0 = 0,3641 ; \theta_s = 68,5^\circ$$

Duración del día,

$$N_{\text{diario}} = 12 + 3,6 \text{ sen } \frac{360 (360 - 75)}{365} = 8,5 \text{ horas}$$

ó

$$N_{\text{diario}} = \frac{2}{15} \text{ arc cos } (-\text{tg } \theta_s \text{ tg } \phi) = \left| \begin{matrix} = -22,64^\circ \\ = 46 \end{matrix} \right| = \frac{2}{15} \text{ arc cos } \{-\text{tg } (-22,64) \times \text{tg } (46)\} = 8,6 \text{ horas}$$

a) Con cielo despejado

La radiación total registrada al mediodía, medida con un piranómetro (sobre una superficie horizontal), es ,

$$I_{T(h)} = (I_{0(h)} + I_{dif(h)}) = 342 \text{ W/m}^2$$

También, aproximadamente, se podía haber calculado con la gráfica I.25, para, $\theta_s = 68,5^\circ$

Haciendo uso de la gráfica I.26 se determinan las radiaciones directa y difusa sobre una superficie horizontal, para $\theta_s = 68,5^\circ$

Radiación difusa, $I_{dif(h)} = 100 \text{ W/m}^2$

Radiación directa: $I_{0(h)} = I_{T(h)} - I_{dif(h)} = 342 - 100 = 242 \text{ W/m}^2$

Comprobándose que la radiación difusa viene a ser del orden de un 30% de la radiación total

Radiación directa recibida sobre la fachada: $I_{0(v)} = I_{0(h)} \tan \theta_s = 242 \tan 68,5 = 614,35 \text{ W/m}^2$

$$I_{dif(v)} = I_{0(h)} \frac{1 + \cos \theta_n}{2} + I_{T(h)} \frac{1 - \cos \theta_n}{2} = \frac{I_{0(h)}}{2} + \frac{I_{T(h)}}{2} = \left| \text{Albedo} \right| = \frac{100}{2} + \frac{342}{2} \times 0,3 = 101,3 \text{ W/m}^2$$

$$I_{T(v)} = 614,35 + 101,3 = 715,65 \text{ W/m}^2$$

Energía total recibida en el día sobre la fachada vertical

$$H_{día(v)} = \frac{2}{24} I_{T(v)} N_{diario} = \frac{2}{24} \times 715,65 \times 8,5 = 3872,5 \text{ W/m}^2$$

observándose que es del orden del doble de lo que recibiría una superficie horizontal (1850 W/m²) en las mismas condiciones

b) Con cielo nuboso (condiciones medias) (Turbidez 0,5)

$$I_{T(v)}_{máxima} = I_{T(v)} (0,33 + 0,7 \theta_n) = \left| \theta_n = 0,5 \right| = 715,65 \{0,33 + (0,7 \times 0,5)\} = 486,64 \text{ W/m}^2$$

$$H_{día(v)} = \frac{2}{24} I_{T(v)} N_{diario} = \frac{2}{24} \times 486,64 \times 8,5 = 2633,4 \text{ W/m}^2$$

Ejemplo I.11.- Cálculo de la energía recibida sobre una fachada vertical $\theta_n = 60^\circ$, orientada al Sur $\theta_n = 0$, en una zona de latitud $\phi = 43^\circ N$, el día 4 de febrero, al mediodía.

a) Con cielo despejado

La radiación total registrada al mediodía, medida con un piranómetro (sobre una superficie horizontal), es ,

$$I_{T(h)} = I_{0(h)} + I_{dif(h)} = 465 \text{ W/m}^2$$

Declinación media el 4 de febrero,

$$\delta = 23,45 \sin \left(360 \frac{284 + 35}{365} \right) = -16,7^\circ$$

Ángulo cenital solar al mediodía

$$\cos \theta_s = \sin(-16,7) \sin 43 + \cos(-16,7) \cos 43 \cos 0 = 0,5045 ; \quad \theta_s = 59,7^\circ \quad 60^\circ$$

Duración del día,

$$N_{diario} = \frac{2}{15} \arccos(-\tan \theta_s \tan \phi) = \frac{2}{15} \arccos \{-\tan(-16,7) \tan 43\} = 9,83 \text{ horas}$$

$$H_{día(h)} = \frac{2}{24} I_{T(h)} N_{diario} = \frac{2}{24} \times 465 \times 9,83 = 2910 \text{ W/m}^2$$

Haciendo uso de la gráfica I.26 se determinan las radiaciones directa y difusa sobre una superficie horizontal, para $\theta_s = 59,7^\circ$

$$I_{dif(h)} = 115 \text{ W/m}^2$$

$$I_{0(h)} = I_{T(h)} - I_{\text{dif}(h)} = 465 - 115 = 350 \text{ W/m}^2$$

$$D = \frac{I_n}{I_{0(h)}} = \frac{\cos s_n}{\cos s} = \frac{\cos s \cos n + \sin s \sin n}{\cos s} = \frac{\cos 60 \cos 60 + \sin 60 \sin 60}{\cos 60} = \frac{1}{\cos 60} = 2$$

$$I_{\text{inclinada}} (n = 60^\circ) = 2 I_{0(h)} = 2 \times 350 = 700 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$$

$$I_{\text{dif}} (n = 60^\circ) = I_{0(h)} \frac{1 + \cos n}{2} + I_{T(h)} \frac{1 - \cos n}{2} = \left| \text{Albedo} \right| = 0,3$$

$$= 350 \frac{1 + \cos 60^\circ}{2} + 465 \frac{1 - \cos 60^\circ}{2} \times 0,3 = 297,4 \text{ W/m}^2$$

$$I_{T(n=60)} = I_{0(h)} + I_{\text{dif}(h)} = 700 + 297,4 = 997,4 \text{ W/m}^2$$

b) Con cielo nublado (condiciones medias)

$$I_{T(n=60^\circ; \tau=0,35)} = I_{T(n=60^\circ)} (0,33 + 0,7 \tau) = 997,4 \{0,33 + (0,7 \times 0,35)\} = 573,5 \text{ W/m}^2$$

$$H_{\text{día}} (n=60^\circ; \tau=0,35) = \frac{2}{24} I_{T(n=60^\circ; \tau=0,35)} N_{\text{diario}} = \frac{2}{24} \times 573,5 \times 9,83 = 3590 \text{ W/m}^2$$

Tabla I.7.- Datos de Radiación Solar, (cal/cm² día), sobre una superficie horizontal; PROMEDIOS MENSUALES

		Alt (m)	Anual	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Octub.	Nov.	Dic.
Madison	43°N	270	337	144	208	302	368	507	537	551	462	398	277	168	119
Cancanea (Brasil)	25°S	10	352	549	501	370	293	241	204	227	269	252	332	507	481
Calcuta	22°N	0	681	532	617	701	781	784	817	816	800	645	624	557	501
Tokio	36°N	0	261	190	231	274	312	343	303	336	338	254	202	185	169
Yangambi (Congo)	1°N	140	410	409	450	458	446	438	396	352	361	408	410	423	373
Dakar	15°N	0	522	460	538	633	627	619	580	512	456	464	449	452	470
Pretoria	26°S	1418	475	610	520	490	410	360	340	360	430	500	530	570	580
Canberra	34°S	177	424	619	546	443	344	264	205	228	303	426	505	594	637
Atenas	38°N	0	385	186	264	341	459	477	590	624	554	468	287	200	166
Lisboa	39°N	0	445	204	290	398	538	606	698	719	643	491	341	231	186
Bruselas	51°N	0	238	56	108	206	346	406	441	406	354	251	158	76	47
Estocolmo	59°N	0	241	29	78	201	308	467	517	500	392	243	112	32	18

Tabla I.8.- Promedio de Radiación Horizontal por horas y mensual en una ciudad cuya latitud y clima son similares a Santander. Radiación en Langleys {1 lang = 4,186 Joules/cm² = 1 cal/cm²}, durante la hora que termina a las,

Mes	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7
Enero			1	7	15	21	25	25	23	16	9	2		
Febrero			4	13	21	28	32	34	31	24	15	6	1	
Marzo		2	12	23	33	40	43	43	39	32	21	11	3	
Abril	1	8	17	27	36	43	47	44	41	33	26	17	2	
Mayo	5	15	27	39	49	55	58	58	54	45	35	25	14	5
Junio	7	17	29	42	65	59	63	61	58	51	41	31	19	8
Julio	7	18	31	43	54	61	64	63	58	52	43	31	18	7
Agosto	2	12	25	37	48	56	58	57	51	44	35	23	12	3
Septiembre		5	18	31	43	51	55	54	49	42	29	17	6	
Octubre		1	8	20	30	39	42	42	38	30	19	8	1	
Noviembre			2	10	19	25	29	29	25	18	9	2		
Diciembre			1	6	13	18	22	22	19	12	6			

Tabla I.9.- Efecto de la orientación de superficies para todo el año y valor de la radiación directa a 35° de latitud N

	Radiación directa
Orientación de la Superficie (Forma de seguimiento)	10 ⁶ (kJ/m ²)
Fija, horizontal	5,34
Fija, inclinada 35° al sur	6,19
Con ajuste continuo sobre un eje horizontal norte-sur	7,43
Con ajuste continuo sobre un eje paralelo al eje de la tierra	8,14
Con ajuste continuo sobre dos ejes con incidencia normal solar	8,38

Tabla I.10.- Valores medios mensuales de la radiación solar diaria total, H_T en ($\text{kJ/m}^2 \text{ día} \times 10^6$), sobre una superficie horizontal fuera de la atmósfera terrestre, $I_0 = 1,353 \text{ kW/m}^2$, en latitudes comprendidas entre 60°N y 30°S

Latitud	60°N	50°N	40°N	30°N	20°N	10°N	0°N	10°S	20°S	30°S
Enero	3,4	9	15,1	21,1	26,7	31,7	35,9	39,3	41,4	42,5
Febrero	8,7	14,5	20,3	25,6	30,3	34,2	37,1	39	39,5	39,2
Marzo	17	22,5	27,3	31,3	34,4	36,4	37,4	37,2	35,9	33,4
Abril	27,1	30,9	34	36,4	37,5	37,5	36,2	34	30,9	26,7
Mayo	36,2	38	39,3	39,6	39	37,2	34,3	30,7	26,3	21,1
Junio	40,2	41,1	41,4	40,7	39,2	36,6	33,1	29	23,9	18,5
Julio	38	39,6	40,4	40,2	39	36,7	33,5	29,6	24,9	19,6
Agosto	31,2	34,1	36,3	37,6	37,9	37	35,2	32,5	28,7	23,9
Septiembre	21,3	26	30	33,3	35,6	36,7	36,7	35,7	33,4	30,3
Octubre	11,6	17,4	22,9	27,7	31,8	34,9	36,9	38	37,8	36,6
Noviembre	5	10,8	16,8	22,7	27,9	32,4	36,1	38,9	40,6	41,2
Diciembre	2,4	7,5	13,5	19,8	25,6	30,8	35,3	39	41,7	43,3

Tabla I.121.- Promedio anual de horas de Sol en algunas capitales españolas, en base a datos de 10 años

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Octub.	Novi.	Dicie.	Total
Albacete	157	178	205	227	294	328	379	333	251	199	163	142	2.680
Alicante	185	199	225	254	311	340	363	326	252	197	180	176	3.013
Almería	188	189	221	251	314	329	360	333	264	220	183	167	3.022
Badajoz	158	177	180	263	304	347	396	362	280	227	169	145	3.015
Barcelona	157	171	181	216	239	287	318	291	200	170	174	127	2.504
Burgos	79	68	135	214	220	296	326	300	265	176	97	38	2.314
Cádiz	195	190	224	279	330	350	359	366	292	244	190	183	3.207
Castellón	160	177	203	233	273	300	331	295	241	191	163	162	2.732
Ciudad Real	140	164	188	228	302	344	399	353	260	202	155	120	2.860
La Coruña	100	117	140	174	217	220	257	244	173	151	115	89	2.005
Gerona	151	153	186	194	249	254	298	271	208	175	151	130	2.425
Granada	154	166	236	195	235	260	329	320	245	199	152	130	2.627
Huelva	146	159	176	225	286	307	349	327	265	207	149	148	2.747
Jaén	150	103	194	222	278	318	352	325	256	200	165	154	2.721
León	162	161	199	255	273	285	368	339	244	197	154	119	2.763
Lérida	114	179	219	252	288	283	353	292	252	206	138	89	2.668
Logroño	113	125	170	170	221	231	295	262	207	155	116	95	2.165
Madrid	160	173	204	228	290	330	361	353	261	209	164	150	2.888
Málaga	190	186	190	232	315	337	359	338	261	214	181	168	2.982
Palencia	96	144	178	224	282	293	423	327	241	184	133	101	2.632
Palma de Mallorca	161	175	205	220	298	309	352	329	243	195	152	139	2.783
Pamplona	75	107	142	182	228	224	309	265	215	161	105	70	2.078
Salamanca	122	158	189	242	280	313	371	336	258	192	143	108	2.718
St.Cruz Tenerife	161	170	224	227	292	314	332	307	251	210	156	160	2.809
San Sebastian	91	107	150	150	198	189	205	211	163	140	97	81	1.788
Santander	84	105	151	173	200	183	204	192	158	139	95	80	1.768
Sevilla	177	184	107	236	296	317	359	338	273	201	171	163	2.783
Soria	131	151	187	212	268	271	354	324	242	187	140	122	2.594
Valencia	155	169	187	209	259	273	314	279	230	183	144	141	2.549
Valladolid	104	148	197	241	252	306	375	345	257	206	144	90	2.700
Vitoria	58	90	146	134	190	175	234	229	180	131	72	56	1.700
Zamora	116	162	199	236	298	322	389	337	265	209	163	87	2.788
Zaragoza	148	183	214	242	288	305	360	330	251	203	146	116	2.791

Tabla I.12.- Temperaturas medias mensuales de diversas poblaciones de España en °C

Provincia	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiem	Octubre	Noviem	Diciem
Alava	4,6	5,4	8,6	10,4	13	16,6	18,8	19,4	16,8	12,7	8,3	5,4
Albacete	4,2	5,6	9	11	15,3	21,6	24,1	23,8	17,8	13,7	8,7	5,2
Alicante	11	11,8	14	15,9	19	22,8	25,5	26,1	23,7	19,3	15,2	12
Almería	11,7	11,8	14,1	16,1	18,4	22	24,7	25,3	23,4	19,4	15,6	12,8
Avila	2,4	3,3	6,3	8,7	12,2	16,4	20	19,8	16,3	10,6	6	3,2
Badajoz	8,6	9,9	12,7	15,2	18	22,8	25,8	25,5	22,6	17,8	12,6	9,1
Baleares	10,6	10,5	12,2	14,5	17,4	21,4	24,1	24,5	22,6	18,4	14,3	11,6
Barcelona	9,4	9,9	12,3	14,6	17,7	21,6	24,4	24,2	21,7	17,5	13,5	10,2
Burgos	2,5	4,8	7,1	9,2	12,2	16,2	19	18,8	16,2	11,3	6,5	3,4
Cáceres	7,7	9,1	11,7	14,4	17,4	22,5	26	25,6	22,3	16,9	11,7	8,1
Cádiz	11,4	12,5	14,6	16,6	18,9	22,2	24,5	24,9	23,4	19,5	15,6	12,5
Castellón	10,4	11,1	13,1	14,9	17,8	21,6	24,3	24,7	22,6	18,6	14,3	11,1
Ciudad Real	5,4	7,3	10,4	12,9	15,3	21,2	25,5	24,8	21	14,8	8,9	6,2
Córdoba	9,1	10,7	13,5	16,3	19,4	24,4	27,9	27,6	24,3	18,6	13,6	9,6
Coruña	9,9	9,8	11,5	12,4	14	16,5	18,2	18,9	17,8	15,3	12,4	10,2
Cuenca	3,1	4,2	7,3	10	13,3	18,1	21,9	21,4	18	12	7,2	4,1
Gerona	7,1	8,4	11,1	13,4	16,8	20,7	23,5	23,3	20,9	16	11,3	8
Granada	7	8,4	11	13,3	16,3	21,8	25,7	25,3	21,8	16	11,6	7,7
Guadalajara	3,5	5,9	9,5	11,9	15,6	20,2	24,3	23,5	19,8	13,7	8,4	5,5
Guipúzcoa	7,8	7,7	10,7	11,8	10,5	16,8	15,1	19	18,1	14,7	10,7	8
Huelva	11,1	12,3	14,4	18,4	18,9	22,4	25	25,2	23,3	19,4	15,2	11,9
Huesca	4,6	6,1	10,2	12,5	15,9	19,9	22,8	22,5	19,3	14	8,9	5,4
Jaén	8,2	9,6	12,3	14,1	18,3	23,8	27,7	27,3	23,4	17,6	12,7	8,9
León	2,8	4,2	7,6	9,9	12,5	17,2	19,7	19,5	16,6	11,8	7	3,6
Lérida	4,9	9,5	11,3	11,9	16,1	19,6	24,1	24,4	21,9	14,9	8,3	7,3
Logroño	5,1	6,5	9,7	11,9	14,9	19,1	21,8	21,5	19	13,8	8,9	6,1
Lugo	6	6,9	9,4	11	13,1	16,3	18,1	16,8	16,6	13,2	8,8	6,2
Madrid	4,9	6,5	10	13	15,7	20,6	24,2	23,6	19,8	14	8,9	5,6
Málaga	12,5	12,9	15	16,3	19,3	22,8	25,2	25,6	23,5	19,7	15,8	13,3
Murcia	10,7	11,6	14,2	16	19,5	23,4	26	26,3	23,8	18,9	14,4	11,6
Navarra	4,6	5,4	9	11,1	14,4	17,8	20,2	19,7	18,3	13,4	8,2	5,5
Orense	6,6	7,2	10,7	12,6	16,1	19,1	21,8	21,2	18,7	13,9	9,5	7,3
Palencia	3,3	4,6	8,2	10,5	13,5	18,1	21	20,8	17,6	12,2	7,2	3,9
Oviedo	9,3	9,4	11,3	12,3	14,1	17	19,6	19,5	18,1	15,1	12	10,1
Las Palmas	18,3	19,6	19,1	19,6	20,3	21,4	23,8	23,6	25,9	23,3	22,1	19,9
Pontevedra	9,2	10,1	12,3	14,2	15,6	18,1	20,2	20,5	18,2	14,9	11,9	9,5
Salamanca	3,7	4,9	8,1	10,5	13,7	18,4	21,5	21,2	18,1	11,9	7,4	4,2
St. Cr. Tenerife	17,4	17,5	18,2	19,2	20,4	22,4	24,2	24,7	24,1	22,7	20,5	18,4
Santander	9,3	9,2	11,5	12,3	14,2	16,9	18,8	19,3	18,2	15,3	12,2	9,9
Segovia	2,4	4	7,6	10,1	13,2	18,2	21,7	21,3	17,5	11,8	6,6	3,1
Sevilla	10,5	12,3	14,6	17,2	19,9	24,8	27,9	27,8	24,8	19,8	15	11,4
Soria	2,3	3,5	6,6	8,9	11,9	16,5	19,6	19,5	16,4	10,9	6,2	3,1
Tarragona	8,9	10,1	11,6	13,7	16,6	20,3	22,9	23,2	21,1	17,7	13,2	10,3
Teruel	1,6	3,5	6,7	9,1	12,9	17,2	19,2	18,9	16,7	11,1	6,6	3,3
Toledo	5,9	7,4	10,6	13,4	16,9	22,1	26,1	25,3	21,2	15,2	9,9	6,4
Valencia	10,3	11	13,1	14,8	17,8	21,9	23,9	24,5	22,4	18,3	14,4	11,1
Valladolid	3,3	5,1	8,6	11	14,1	18,5	21,3	20,4	17,8	12,9	7,7	4,4
Vizcaya	7,5	11,4	10,8	11,5	13,7	16,2	18,4	19,3	18,3	15,8	11,9	12,2
Zamora	3,8	5,3	8,6	11,2	14,2	18,6	21,6	21,2	18	12,8	7,5	4,3
Zaragoza	6,1	7,6	11,3	13,7	17	21,2	23,1	23,7	20,6	15,4	10,2	6,7

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Media anual
LATITUD: 28													
S. C. TENERIFE	261 345,6	323 369,8	452 441,8	537 487,1	653 559,8	657 521,2	748 629,2	660 578,7	527 494,3	404 432,2	257 324	222 310,3	475 473,9
LAS PALMAS	222 294	259 296,5	427 417,4	410 371,9	535 458,7	453 359,4	570 479,4	434 380,5	468 439	334 357,3	242 305,1	190 265,6	379 378,2
LATITUD: 37													
ALMERIA	189 234,2	290 319,7	377 368	425 374,6	546 446,9	546 429,9	587 471,8	488 420,2	452 419,5	334 350,5	223 268,3	185 238,7	386 373,5
CADIZ	166 205,7	261 287,7	373 364,6	427 376,4	523 428,1	536 422	621 499,1	525 452,1	426 395,4	331 347,3	203 244,2	172 221,9	380 367,7
GRANADA	155 192,1	240 264,6	345 337,3	455 401,1	528 432,2	597 470	673 540,9	586 504,6	466 432,5	291 305,4	193 232,2	149 192,3	389 376,4
HUELVA	177 219,3	279 307,5	399 390	467 411,7	594 486,2	614 483,4	712 572,3	626 539,1	524 486,4	362 379,9	216 259,9	180 232,3	429 415,2
MALAGA	194 240,4	292 321,9	382 373,4	445 392,3	567 464,1	574 451,9	634 509,6	550 473,6	462 428,8	336 352,6	214 257,5	189 243,9	403 390
SEVILLA	154 190,8	233 256,8	356 348	458 403,7	529 433	565 444,9	598 480,6	565 486,6	427 396,3	297 311,7	186 223,8	143 184,5	376 363,9
LATITUD: 38													
ALICANTE	204 251,2	311 340,9	393 382,2	429 377,3	577 469	561 438,7	620 496,3	532 452,8	435 409,3	329 344,3	220 263,6	183 232,2	399 384,2
CORDOBA	152 187,2	235 257,6	358 348,2	461 405,4	532 432,4	633 495	705 564,3	638 543	514 483,7	299 312,9	191 228,8	151 191,6	405 390
JAEN	150 184,7	237 259,8	351 341,4	432 379,9	483 392,6	584 456,7	642 513,9	581 494,5	470 442,3	278 290,9	186 222,9	151 191,6	378 364
MURCIA	275 338,6	430 471,3	416 404,6	476 418,6	598 486	622 286,4	693 554,7	568 483,4	453 426,3	341 316,8	221 264,8	193 244,9	274 263,8
LATITUD: 39													
ALBACETE	148 180,3	234 255,7	338 328,7	467 408,5	506 409,5	588 456,7	638 501,3	548 459,9	446 416,3	272 282,1	171 199,3	136 170,2	374 356,6
BADAJOS	144 175,4	229 250,3	353 343,3	473 413,8	538 435,4	607 471,5	680 534,3	640 537,2	500 466,7	303 314,2	183 213,3	139 173,9	399 380,4
CACERES	145 176,7	230 251,4	357 347,2	485 424,3	554 448,4	643 499,5	760 597,2	699 586,7	534 498,4	305 316,3	184 214,5	140 175,2	419 399,5
CIUDAD REAL	149 181,5	231 252,5	345 335,6	456 398,9	494 399,8	533 414	577 453,4	541 454,1	461 430,3	283 293,5	180 209,8	137 171,4	365 348
VALENCIA	182 221,7	280 306	366 356	393 343,8	478 386,9	470 365,1	531 417,2	434 364,3	393 366,8	298 309,1	195 227,3	164 205,2	349 332,7
LATITUD: 40													
CASTELLON	197 237,5	310 336,3	390 379,3	419 365,7	498 400,3	502 386,3	573 449,3	458 384,1	406 375,9	328 339,6	209 242,4	181 224,1	372 352,9
CUENCA	137 165,2	205 222,4	326 317,1	434 378,8	461 370,5	526 404,8	639 501,1	558 468	451 417,6	273 282,6	166 192,5	124 153,5	358 339,6
MADRID	18~ 224,2	345 374,2	350 340,4	467 407,6	509 409,1	581 447,1	663 519,9	602 504,9	473 438	281 290,9	168 194,8	130 160,9	396 375,7
P. MALLORCA	173 208,6	272 295	346 336,5	383 334,3	479 385	517 397,9	565 443	457 383,3	390 361,1	300 310,6	198 229,6	159 196,8	353 334,9
TERUEL	140 168,8	204 221,3	312 303,5	400 349,1	432 347,2	477 367,1	500 392,1	489 410,1	414 383,3	263 272,3	165 191,4	119 147,3	326 309,3
TOLEDO	142 171,2	235 254,9	351 341,4	482 420,7	524 421,2	592 455,6	699 548,1	637 534,3	482 446,3	288 298,2	168 194,8	120 148,5	393 372,8
LATITUD: 41													
AVILA	141 168,6	218 235,6	332 322,9	431 375,4	465 371,2	532 406,7	631 493,1	629 531,4	470 435,2	271 279,8	160 184,1	122 150,1	366 346,1
BARCELONA	178 212,8	275 297,2	340 330,7	378 329,2	458 365,6	456 348,6	524 409,5	449 379,3	367 339,8	298 307,7	192 220,9	164 201,7	339 320,6
GUADALAJARA	138 165	215 232,3	336 326,8	443 385,8	465 371,2	543 415,1	627 490	611 516,2	457 423,1	286 295,3	159 182,9	125 153,7	367 347
SALAMANCA	143 171	230 248,6	322 313,2	426 371	472 376,8	514 392,9	573 447,8	560 473,1	444 411,1	268 276,7	157 180,6	113 139	352 332,8
SEGOVIA	135 161,4	214 231,3	333 323,9	464 404,1	506 403,9	542 414,3	617 482,2	618 522,1	470 435,2	281 290,1	160 184,1	122 150,1	372 351,8
TARRAGONA	178 212,8	271 292,9	343 333,6	369 321,4	435 347,2	431 329,5	502 392,3	434 366,7	350 424,1	296 305,6	193 222	159 195,6	330 312
ZAMORA	126 150,7	214 231,3	326 317,1	415 361,4	551 439,8	498 380,7	539 421,2	521 440,2	419 388	265 273,6	157 180,6	110 135,3	345 326,2
LATITUD: 42													
BURGOS	112 132,5	182 195,6	292 284	376 325,7	426 338,6	462 350,9	506 392,5	465 387,2	393 363,9	244 251,3	140 160,1	103 125,4	308 289,4
GERONA	175 207,1	261 280,5	359 349,2	385 333,5	450 357,7	446 338,7	536 415,8	439 365,5	362 335,2	293 301,7	190 217,3	166 202	338 317,5
HUESCA	146 172,8	234 251,5	358 348,2	462 400,2	493 391,9	527 400,2	541 419,7	495 412,2	417 386,1	271 279,1	171 195,6	121 147,3	353 331,6
LERIDA	145 171,6	249 267,6	586 570	487 421,9	522 414,9	546 414,7	578 448,4	517 430,5	427 395,4	294 302,7	167 191	117 142,4	386 362,6
LOGROÑO	131 155	204 219,2	333 323,9	385 333,5	429 341	439 333,4	485 376,2	450 374,7	384 355,6	250 257,4	155 177,3	113 137,5	313 294
ORENSE	115 136,1	178 191,3	282 274,3	337 292	383 304,5	396 300,7	410 318,1	374 311,4	342 316,7	226 232,7	136 155,5	107 130,2	273 256,5
PALENCIA	129 152,7	217 233,2	330 321	430 372,5	476 378,4	519 394,2	568 440,6	515 428,8	420 388,9	266 273,9	158 180,7	111 135,1	344 323,2
PONTEVEDRA	140 165,7	219 235,4	343 333,6	365 316,2	422 335,5	445 338	492 381,7	433 360,5	361 334,3	304 313	175 200,1	147 178,9	320 300,6
SORIA	130 153,8	185 198,8	306 297,6	395 342,2	464 368,8	480 364,5	552 428,2	504 419,7	408 377,8	252 259,5	153 175	118 143,6	329 309,1
VALLADOLID	124 146,7	219 235,4	350 340,4	445 385,5	495 393,5	540 410,1	616 477,9	567 472,1	459 425	283 291,4	160 183	109 132,7	364 342
ZARAGOZA	145 171,6	247 265,4	379 368,6	386 334,4	554 440,4	556 422,3	564 437,5	522 434,7	436 403,7	276 284,2	166 189,9	137 166,7	364 342
LATITUD: 43													
BILBAO	140 165	193 204,9	279 270,7	276 238,4	352 278,3	344 259,2	387 297,4	319 263,7	308 284,5	251 257,5	149 169,1	130 156,1	260 242,7
LA CORUÑA	139 163	200 212,4	285 276,5	282 243,6	359 283,8	370 278,8	397 305,1	349 288,5	339 313,1	278 285,2	161 182,7	133 159,7	278 259,5
LEON	123 145	206 218,7	333 323,1	423 365,4	474 374,7	502 378,3	560 430,4	483 399,3	445 411,1	255 261,6	159 180,4	116 139,3	339 316,4
LUGO	113 133,2	170 180,5	273 264,9	319 275,5	364 287,8	375 282,6	382 293,6	357 295,1	329 303,9	219 224,7	132 149,8	104 124,9	261 243,6
OVIEDO	139 163,8	193 204,9	275 266,8	283 244,4	357 282,2	344 259,2	416 319,7	338 279,4	307 283,6	255 261,6	149 169,1	128 153,7	265 247,3
PAMPLONA	121 142,6	180 191,1	312 302,7	351 303,2	414 327,3	446 336,1	482 370,4	422 348,9	405 374,1	257 263,7	146 165,7	113 135,7	304 283,8
S. SEBASTIAN	139 163,8	192 203,9	281 272,6	272 234,9	346 273,5	385 290,1	380 292	310 256,3	313 289,1	261 267,8	154 147,7	130 156,1	259 241,7
SANTANDER	140 165	196 208,1	276 267,8	280 241,8	363 287	344 259,2	399 306,6	323 267	307 283,6	260 266,8	152 172,5	135 162,1	264 246,4
VITORIA	119 140,3	168 178,4	270 261,9	319 275,5	364 287,8	385 290,1	404 310,5	395 326,6	234 317,8	434 240,1	134 152,1	104 124,9	270 252

II.- PROPIEDADES ÓPTICAS DE MATERIALES UTILIZADOS EN PROCESOS TÉRMICOS DE ENERGÍA SOLAR

II.1.- ABSORTANCIA Y EMITANCIA

ABSORTANCIA DIRECCIONAL MONOCROMÁTICA.- Se define la absorptancia direccional monocromática $\alpha(\cos \theta_{sn}, \lambda)$ como la fracción de energía incidente en la dirección $(\cos \theta_{sn}, \lambda)$ a la longitud de onda λ que se absorbe por la superficie y es de la forma:

$$\alpha(\cos \theta_{sn}, \lambda) = \frac{(I_a)(\cos \theta_{sn}, \lambda)}{(I_i)(\cos \theta_{sn}, \lambda)} = \frac{(I_a)(\lambda)}{(I_i)(\lambda)}$$

en la que el subíndice i indica radiación incidente y el subíndice a indica radiación absorbida; en lo que sigue llamaremos:

$$\alpha = \cos \theta_{sn} ; \quad \theta_s =$$

ABSORTANCIA DIRECCIONAL.- La absorptancia direccional $\alpha(\theta, \lambda)$ es la energía incidente que proviene de una dirección determinada, e incluye todas las longitudes de onda; es de la forma:

$$\alpha(\theta, \lambda) = \frac{\int_0^\infty \alpha(\cos \theta_{sn}, \lambda) I_i(\cos \theta_{sn}, \lambda) d\lambda}{(I_i)(\theta, \lambda)}$$

que no es una propiedad de la superficie, sino una función de distribución de las longitudes de onda de la radiación incidente.

ABSORTANCIA HEMISFÉRICA MONOCROMÁTICA.- La absorptancia hemisférica monocromática-

ta es la fracción de energía incidente que proviene de todas las direcciones y que se absorbe en una longitud de onda determinada; no es una propiedad de la superficie, sino una función de distribución de las longitudes de onda de la radiación incidente; viene dada en la siguiente forma:

$$= \frac{\int_0^2 \int_0^1 (I_i(\lambda, \theta)) d\lambda d\theta}{\int_0^2 \int_0^1 (I_i(\lambda, \theta)) d\lambda d\theta}$$

ABSORTANCIA HEMISFÉRICA.- La absorptancia hemisférica incluye todas las direcciones y todas las longitudes de onda y es de la forma:

$$= \frac{\int_0^2 \int_0^1 \int_0^1 (I_i(\lambda, \theta)) d\lambda d\theta d\phi}{\int_0^2 \int_0^1 \int_0^1 (I_i(\lambda, \theta)) d\lambda d\theta d\phi}$$

EMITANCIA DIRECCIONAL MONOCROMÁTICA.- La emitancia direccional monocromática de una superficie (λ, θ) , es la relación entre la intensidad monocromática emitida por una superficie en una dirección determinada y la intensidad monocromática I_b que un cuerpo negro emitiría a la misma temperatura y es de la forma:

$$(\lambda, \theta) = \frac{I(\lambda, \theta)}{I_b}$$

que es una propiedad de la superficie.

EMITANCIA DIRECCIONAL.- La emitancia direccional (λ, θ) , es una propiedad de la superficie y se define como la relación entre la intensidad total emitida en la dirección (λ, θ) y la intensidad del cuerpo negro I_b :

$$(\lambda, \theta) = \frac{\int_0^1 \int_0^1 I_b d\lambda d\theta}{\int_0^1 \int_0^1 I_b d\lambda d\theta} = \frac{1}{I_b} \int_0^1 \int_0^1 I_b d\lambda d\theta$$

EMITANCIA HEMISFÉRICA MONOCROMÁTICA.- La emitancia hemisférica monocromática es:

$$= \frac{\int_0^2 \int_0^1 \int_0^1 (I_b(\lambda, \theta)) d\lambda d\theta d\phi}{\int_0^2 \int_0^1 \int_0^1 (I_b(\lambda, \theta)) d\lambda d\theta d\phi} = \frac{1}{I_b} \int_0^2 \int_0^1 \int_0^1 (I_b(\lambda, \theta)) d\lambda d\theta d\phi$$

EMITANCIA HEMISFÉRICA.- La emitancia hemisférica se obtiene integrando sobre todas las

longitudes de onda y se define como:

$$= \frac{\int_0^{\infty} \int_0^{2\pi} I_b(\lambda, \theta, \phi) \cos \theta \sin \theta d\theta d\phi d\lambda}{\int_0^{\infty} \int_0^{2\pi} I_b(\lambda, \theta, \phi) \sin \theta d\theta d\phi d\lambda} = \frac{1}{e_b} \quad e_b \quad d$$

que es una propiedad de la superficie.

LEY DE KIRCHOFF.- Su forma más general es:

$$\epsilon_1(\lambda, \theta) = \epsilon_1(\lambda, \theta)$$

que se cumple no sólo en el equilibrio térmico, sino en cualquier otra situación; se puede particularizar a la forma, $\epsilon = \rho$.

II.2.- CARACTERISTICAS DE RADIACIÓN DE MATERIALES OPACOS

REFLEXIÓN EN SUPERFICIES.- Vamos a considerar la distribución espacial de la radiación reflejada por una superficie; si la radiación incidente tiene la forma de un haz estrecho, existen dos tipos de distribución de la radiación reflejada, que son la especular y la difusa.

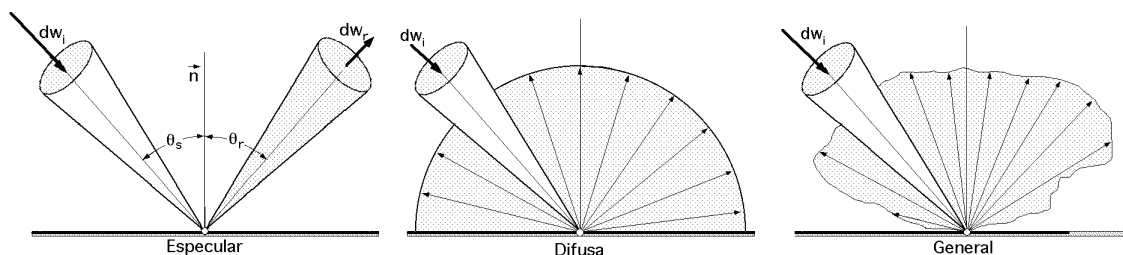


Fig.II.1.- Tipos de reflexión en superficies

a) La reflexión especular es idéntica a la reflexión en un espejo, es decir, el ángulo incidente y el reflejado son iguales, estando contenidos, junto con la normal al espejo, en un mismo plano, Fig II.1a.

b) La reflexión difusa elimina todas las características de la radiación incidente, distribuyendo la radiación uniformemente en todas direcciones, Fig II.1b.

c) La reflexión general participa de los dos tipos de reflexión, con direcciones en que ésta es más intensa que en otras, como se indica en la Fig II.1c.

En general, la magnitud de la intensidad reflejada en una dirección determinada para una superficie dada es función de la longitud de onda λ y de la distribución espacial de la radiación incidente.

La energía incidente comprendida en el ángulo sólido dw_i se puede reflejar en todas direcciones, por lo que la intensidad reflejada en una determinada dirección será muy pequeña en comparación con la intensidad incidente.

El producto de la intensidad incidente por su ángulo sólido dw_i y por el coseno del ángulo cenital

θ_{s-n} comprendido entre la normal y la dirección de los rayos solares incidentes, permite obtener el flujo solar radiante incidente, que debe tener un valor del mismo orden de magnitud que la intensidad reflejada.

La intensidad reflejada es el cociente entre la energía reflejada en cada dirección y el ángulo sólido reflejado correspondiente $d\omega_r$.

Existen dos tipos de reflectancia hemisférica:

a) La reflectancia angular hemisférica $(\rho, \theta)_i$ se tiene cuando un haz estrecho de radiación incide sobre una superficie y se recoge toda la radiación reflejada.

b) La reflectancia hemisférica angular es la que recoge una fracción de la radiación reflejada, en una dirección determinada, cuando la superficie especular es irradiada desde todas las direcciones.

REFLECTANCIA ANGULAR HEMISFÉRICA.- La reflectancia angular hemisférica monocromática se designa por $(\rho, \theta)_i$ en la que θ es el coseno del ángulo cenital solar incidente y θ es el ángulo acimutal solar incidente en cada instante; la reflectancia angular hemisférica monocromática se define como la fracción de energía radiante monocromática reflejada en todas direcciones respecto al flujo solar incidente contenido en el ángulo sólido $d\omega_i$.

Como la energía incidente de valor:

$$I_i \cos \theta \, d\omega_i$$

se refleja en todas direcciones, se puede hallar el flujo reflejado mediante la siguiente función de reflexión:

$$(\rho)_r = \frac{1}{\int_0^2 \int_0^1} (I \, d\omega)_i \left(\int_0^2 \int_0^1 \right)_r, \text{ con, } \rho = f\{(\theta, \phi)_i, (\theta, \phi)_r\}$$

y la reflectancia angular hemisférica monocromática se puede expresar en la siguiente forma:

$$(\rho, \theta)_i = \frac{(\rho)_r}{\int_0^2 \int_0^1 (I \, d\omega)_i} = \frac{1}{\int_0^2 \int_0^1} \left(\int_0^2 \int_0^1 \right)_r$$

que es una propiedad intrínseca de la superficie reflectante.

La reflectancia angular hemisférica (ρ, θ) no es una propiedad de la superficie y se calcula integrando el flujo reflejado y el incidente en todas las longitudes de onda. La reflectancia angular hemisférica es de la forma:

$$(\rho, \theta)_i = \frac{\int_0^2 \int_0^1 (\rho)_r \, d\omega}{\int_0^2 \int_0^1 (I \, d\omega)_i \, d\omega} = \frac{\int_0^2 \int_0^1 (I)_i \left(\int_0^2 \int_0^1 \right)_r \, d\omega}{I_i}$$

REFLECTANCIA HEMISFÉRICA ANGULAR.- La reflectancia hemisférica angular monocromática $(\rho, \theta)_r$ es la relación entre la intensidad monocromática reflejada y la energía monocromática en todas direcciones, dividida por I_i . Como la energía incidente, en términos de la intensidad inci-

dente integrada a todo el hemisferio es:

$$(q)_i = \int_0^{2\pi} \int_0^{\pi} (I \cos \theta \sin \theta) d\theta d\phi$$

la reflectancia hemisférica angular monocromática será:

$$(\rho, \theta)_r = \frac{\{I(\theta, \phi)\}_r}{(q)_i} = \frac{\int_0^{2\pi} \int_0^{\pi} (I \cos \theta \sin \theta) d\theta d\phi}{\int_0^{2\pi} \int_0^{\pi} (I \cos \theta \sin \theta) d\theta d\phi}$$

que no es una propiedad de la superficie reflectante.

Se puede demostrar que:

$$(\rho, \theta) = (\rho, \theta)_i =$$

igualdad que es de gran importancia cuando $(I)_i$ es uniforme.

Cuando un elemento de superficie se irradia desde todas las direcciones y se recoge toda la radiación reflejada, lo caracterizamos por la reflectancia hemisférica monocromática definida por:

$$= \frac{(q)_r}{(q)_i}$$

en la que la energía monocromática reflejada $(q)_r$ es de la forma:

$$(q)_r = \int_0^{2\pi} \int_0^{\pi} \left\{ \int_0^{2\pi} \int_0^{\pi} \frac{\{(\rho, \theta)_r, (\rho, \theta)_i \}}{(I \cos \theta \sin \theta) d\theta d\phi} (I \cos \theta \sin \theta) d\theta d\phi \right\} d\theta d\phi$$

y como la energía incidente es:

$$(q)_i = \int_0^{2\pi} \int_0^{\pi} (I \cos \theta \sin \theta) d\theta d\phi$$

dividiéndolas entre sí, se obtiene el valor de la reflectancia hemisférica monocromática.

La reflectancia hemisférica o reflectancia ρ , se obtiene dividiendo e integrando las ecuaciones anteriores sobre todas las longitudes de onda:

$$\rho = \frac{q_r}{q_i} = \frac{\int_0^{2\pi} \int_0^{\pi} (q)_r d\theta d\phi}{\int_0^{2\pi} \int_0^{\pi} (q)_i d\theta d\phi}$$

que depende tanto de la distribución angular, como de la distribución de longitudes de onda de la radiación incidente.

En esta ecuación, la función de reflexión es independiente de la dirección (casi difusa) y de la longitud de onda (casi gris), por lo que la reflectancia de la superficie se hace independiente de todo, salvo de la temperatura de la superficie, que en muchos casos tampoco se tiene en cuenta.

II.3.- RELACIONES ENTRE ABSORTANCIA, EMITANCIA Y REFLECTANCIA

Conociendo la reflectancia angular hemisférica monocromática, se pueden deducir a partir de ella las propiedades de emitancia y de absortancia para la superficie. La intensidad monocromática en una dirección (θ, ϕ) procedente de una superficie infinitesimal (radiosidad), está compuesta por radiación reflejada y por radiación emitida de valor igual a (I_b) a la temperatura T , es decir:

$$(I_b) = I(\theta, \phi)_{\text{emitancia}} + I(\theta, \phi)_{\text{reflectancia}} = \rho(\theta, \phi)(I_b) + \epsilon(\theta, \phi)(I_b)$$

en la que $\rho(\theta, \phi)$ es la reflectancia angular hemisférica monocromática, por cuanto la intensidad incidente es difusa. Dividiendo ambos miembros por (I_b) se obtiene:

$$\rho(\theta, \phi) = 1 - \epsilon(\theta, \phi)$$

y teniendo en cuenta la ley de Kirchoff

$$\epsilon(\theta, \phi) = \rho(\theta, \phi)$$

resulta:

$$\epsilon(\theta, \phi) = \rho(\theta, \phi) = 1 - \rho(\theta, \phi)$$

por lo que, tanto la emitancia direccional monocromática, como la absortancia direccional monocromática, se pueden calcular a partir de la reflectancia angular hemisférica monocromática.

II.4.- SUPERFICIES SELECTIVAS

Cuando se estudian colectores solares y se realiza un balance energético de los mismos, se presenta la problemática de disponer de superficies que tengan una alta absortancia para la radiación solar visible y una baja emitancia para las radiaciones de onda larga (infrarrojo) lo cual se consigue ennegreciendo la superficie.

Una superficie selectiva, placa metálica, es equivalente a una superficie semigris ideal, lo que conduce a considerarla como superficie gris en el espectro solar (espectro visible e infrarrojo cercano, $< 3,0 \mu\text{m}$) y también como superficie gris, en el infrarrojo lejano, $> 3,0 \mu\text{m}$.

Para esta superficie ideal, Fig II.2.a.b, la reflectancia monocromática es muy baja, por debajo de la longitud de onda crítica $\lambda_c = 3 \mu\text{m}$ y muy alta en longitudes de onda superiores a λ_c .

La absortancia de energía solar en colectores de placa plana es $(1 - \rho)$ para, $< 3 \mu\text{m}$.

La emitancia depende de la temperatura de la superficie.

En los colectores solares de placa plana las temperaturas son lo suficientemente bajas como para que la mayor parte de la energía se emita en longitudes de onda superiores a $3 \mu\text{m}$.

Si la superficie absorbente selectiva estuviera totalmente aislada térmicamente por conducción y convección y recibe una irradiancia global I_G , alcanzará una temperatura T dada por:

$$\epsilon_{\text{visible}} I_G = \epsilon_{\text{infrar}} T^4 ; \quad T = \sqrt[4]{\frac{\epsilon_{\text{visible}}}{\epsilon_{\text{infrar}}} \frac{I_G}{\sigma}}$$

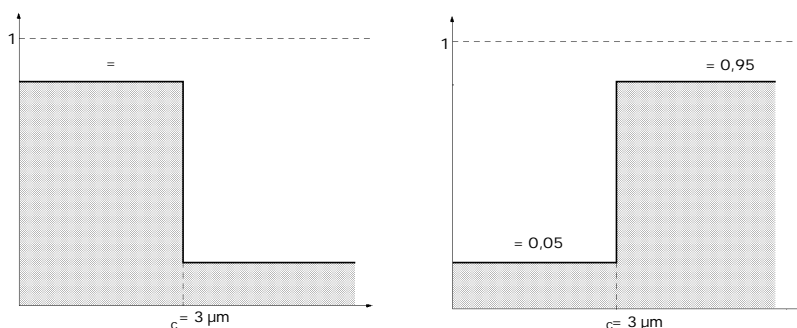


Fig II.2.a.b.- Características de una superficie selectiva absorbente, $\epsilon_\lambda = 0$

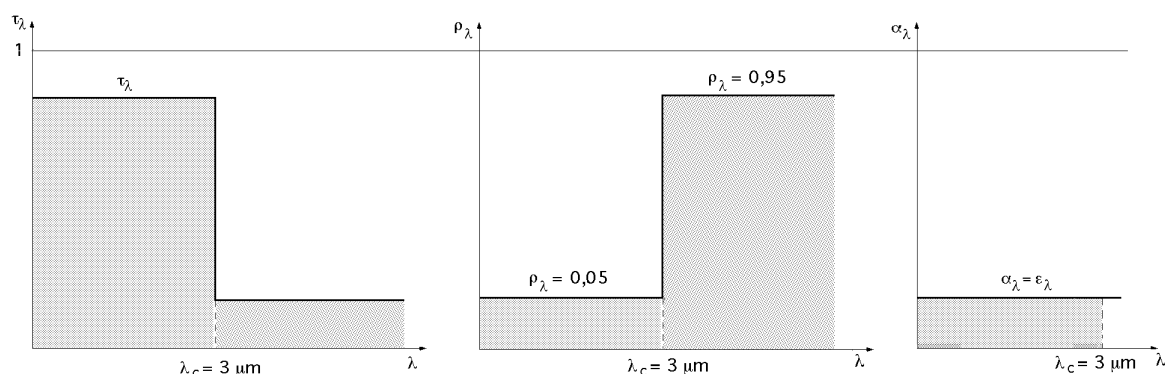


Fig II.2.c.d.e.- Características de un transmisor selectivo

La temperatura T depende de la relación $\epsilon_\lambda / \rho_\lambda$, que puede llegar a tener valores del orden de 12 a 15.

Los efectos térmicos sobre el colector plano (placa metálica), se mejoran colocando un *transmisor selectivo* (cristal de la cubierta), frente a la placa absorbente, que origina un efecto invernadero, viniendo fijado su comportamiento óptico en la Fig II.2.c.d.e.

En realidad, una superficie selectiva no tiene una longitud de onda crítica bien definida, así como propiedades uniformes en la gama de longitudes de onda corta y larga, por lo que los valores de la emitancia serán más sensibles a las temperaturas superficiales, que las de una superficie semigris ideal. Este concepto tiene una gran importancia en el diseño de superficies para aplicaciones de la energía solar, habiéndose desarrollado una serie de modelos y productos que permiten hacer combinaciones de propiedades de las mismas, de los que podemos destacar los siguientes:

ABSORBENTES.- Tienen como misión absorber el máximo de energía solar, a pesar de que el sustrato no sea un buen absorbente, al tiempo que proporcionan una pequeña emitancia; podemos destacar los siguientes:

a) *Pinturas* que tengan una alta absorptancia respecto a la radiación solar y una alta transmitancia para radiaciones de onda larga y que pueden aplicarse a sustratos con emitancia baja. La pintura absorbe la energía solar y el sustrato se comporta como un pobre emisor de radiación de onda larga.

b) *Filtros de interferencia* sobre sustratos de baja emitancia; los filtros se forman poniendo capas alternas metálicas y dieléctricas en películas de espesor igual a la cuarta parte de la longitud de onda para el visible y el infrarrojo cercano.

c) Se suelen utilizar *pinturas de tres capas* tipo (SiO_2 - Al - SiO_2) sobre sustratos de aluminio, que permiten una reflectancia inferior a 0,1 para frecuencias de energía solar y reflectancias superio-

res a 0,9 para radiaciones de onda larga en el infrarrojo.

d) También es interesante *mecanizar* adecuadamente la estructura superficial de un metal de alta reflectancia, para hacer de la misma un buen absorbente de radiación de onda corta, $\lambda < 3 \mu\text{m}$; ésto se consigue haciendo en ella un picado, cavidades o surcos, de dimensiones próximas a λ ; las cavidades funcionan absorbiendo las radiaciones de onda corta, mientras que para las radiaciones de onda larga, se comportan como superficies lisas o planas (reflectoras).

Se puede conseguir una selectividad direccional mediante una correcta disposición de surcos en forma de V sobre la superficie, grandes en relación a las longitudes de onda que se van a utilizar, de forma que reciban la radiación normal a la superficie que se va a reflejar en los surcos, absorbiendo en cada reflexión una fracción del haz, lo que provocará un aumento de la absortancia solar y un ligero aumento de la emitancia de onda larga. Así, por ejemplo, una superficie con, $\rho = 0,60$; $\epsilon = 0,05$, que conforma un colector fijo, orientado óptimamente durante todo el año, con surcos a 55° , proporciona un promedio efectivo de, $\rho = 0,9$ y $\epsilon = 0,1$.

Tabla II.1.- Propiedades superficiales selectivas para aplicaciones de energía solar

Tipo de superficie		
Negro de Ni sobre Ni	0,93	0,06
Ni-Zn-S sobre Ni	0,96	0,07
Negro de Cr sobre Ni	0,92	0,10
Negro de Fe sobre acero	0,10	0,10
Negro de Zn	0,90	0,10
Negro de Cr	0,90	0,10
Negro de Cu sobre Cu	0,89	0,10
Oxido de Cu sobre Al	0,93	0,11
Oxido de Cu sobre Ni, por deposición de electrodo de Cu y oxidación posterior	0,81	0,17
Ebanol C sobre Cu, ennegreciendo la superficie de Cu con capas de CuO.	0,90	0,10
Oxido de Cu sobre Al anodizado; el Al tratado con solución caliente de $\text{Cu}(\text{NO}_3)_2\text{-KMF}$	0,85	0,11

Con la utilización de superficies selectivas en los colectores de energía solar se obtiene una baja emitancia en frecuencias de onda larga así como una reducción de la absortancia solar. En la Tabla II.1 se indican algunos tipos de preparados de superficies y tratamientos superficiales de las mismas.

Asimismo, como los colectores tienen que funcionar durante años, las superficies van a estar expuestas a ambientes corrosivos y oxidantes, así como a temperaturas más o menos elevadas; los datos disponibles de ρ y ϵ se refieren, en general, a superficies recién estrenadas, no disponiéndose de datos sobre propiedades de radiación de superficies de colectores en funcionamiento después de largos períodos de tiempo, salvo en excepciones muy contadas.

II.5.- TRANSMISIÓN A TRAVÉS DE MEDIOS TRANSPARENTES

Para las superficies opacas, $\tau = 0$, se cumple que la suma de la absortancia y la reflectancia es igual a la unidad:

$$\rho + \epsilon = 1$$

mientras que para los medios transparentes la suma de la absortancia, la reflectancia y la trans-

mitancia es la unidad

$$+ + = 1$$

La transmitancia, la reflectancia y la absortancia, son función de la longitud de onda, del ángulo de incidencia de la radiación, del índice de refracción n y del coeficiente de extinción k del material. Tanto n como k son función de la longitud de onda de la radiación, pero para las aplicaciones en energía solar se pueden considerar independientes de ella.

REFLEXIÓN INTERFACIAL.- La fórmula de Fresnel proporciona una relación entre la radiación reflejada y la radiación incidente, Fig II.3, al pasar de un medio de índice de refracción n_1 a otro de índice de refracción n_2 en la forma:

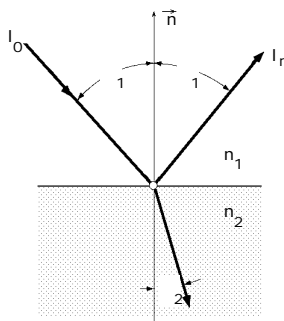


Fig.II.3.- Ángulos de incidencia y refracción en medios de índice de refracción n_1 y n_2

$$\frac{I_r}{I_0} = \frac{1}{2} \left\{ \frac{\sin^2(\theta_2 - \theta_1)}{\sin^2(\theta_2 + \theta_1)} + \frac{\tan^2(\theta_2 - \theta_1)}{\tan^2(\theta_2 + \theta_1)} \right\}$$

en la que θ_1 y θ_2 son los ángulos de incidencia y de refracción, respecto a la normal a la superficie; los dos términos entre corchetes representan la reflexión para cada una de las componentes de polarización; la ecuación da la reflexión de la radiación como el promedio de las dos componentes.

Los ángulos θ_1 y θ_2 se relacionan con los índices de refracción mediante la ley de Snell:

$$n_1 \sin \theta_1 = n_2 \sin \theta_2$$

siendo suficientes estas ecuaciones, para calcular la reflectancia de la única superficie interfacial, (si se conocen el ángulo de incidencia θ_1 y los índices de refracción n_1 y n_2).

Combinando ambas ecuaciones se obtiene otra expresión para el valor de la reflectancia R , de la forma:

$$R = \frac{1}{2} \left\{ \left(\frac{n_1 \cos \theta_1 - n_2 \cos \theta_2}{n_1 \cos \theta_1 + n_2 \cos \theta_2} \right)^2 + \left(\frac{n_1 \cos \theta_2 - n_2 \cos \theta_1}{n_1 \cos \theta_2 + n_2 \cos \theta_1} \right)^2 \right\}$$

Si la radiación incidente es normal, tanto θ_1 como θ_2 son cero, y de las ecuaciones anteriores se obtiene:

$$R = \frac{I_r}{I_0} = \left(\frac{n_1 - n_2}{n_1 + n_2} \right)^2$$

y si un medio es el aire, $n_1 = 1$, la anterior queda en la forma:

$$R = \frac{I_r}{I_0} = \left(\frac{n - 1}{n + 1} \right)^2$$

Como las técnicas de reflexión en energía solar requieren que la radiación se transmita a través de una película de material, existirán dos superficies interfaciales por cubierta, que originan las pérdidas por reflexión. En estas circunstancias la disminución de la radiación directa I_0 en la segunda superficie es igual a la de la primera, para cada componente de polarización, suponiendo que las superficies de la cubierta estén rodeadas por el aire.

TRANSMITANCIA DE LA CUBIERTA PARA LA REFLEXIÓN.- Si la cubierta es transparente se desprecia la absorción $\alpha = 0$, y la fracción $(1 - \rho)$ del haz incidente llega a la segunda superficie interfacial; de ésta fracción, $(1 - \rho)$ la atraviesa y $(1 - \rho)$ se refleja hacia la primera y así sucesivamente como se indica en la Fig II.4.

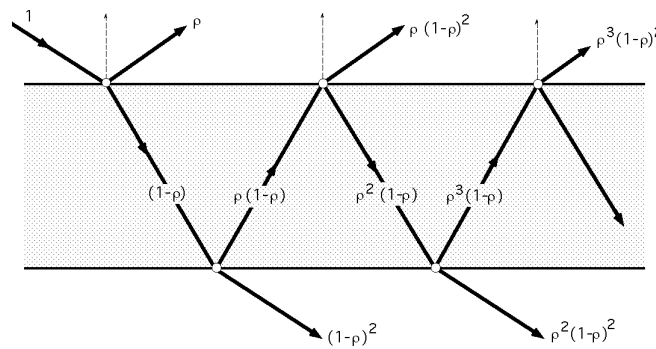


Fig II.4.- Transmisión a través de una sola cubierta

La transmitancia para la reflexión r para una sola cubierta, con absortancia nula, $\alpha = 0$, es:

$$r_1 = (1 - \rho)^2 \quad r_n = (1 - \rho)^2 \frac{2(n+1) - 1}{2 - 1} = \frac{(1 - \rho)^2}{1 - \rho^2} = \frac{1 - \rho^2}{1 + \rho^2}$$

y para un sistema de N cubiertas, todas del mismo material, se tiene:

$$r_N = \frac{(1 - \rho^2)}{1 + (2N - 1)\rho^2}$$

que es válida para cada una de las componentes de polarización.

Para ángulos inferiores a 40° , la transmitancia de un sistema de cubiertas se puede calcular usando la reflectancia media \bar{r} ; así para un sistema con dos cubiertas se tiene:

$$r_2 = \frac{1}{2} \left(\frac{1 - \rho_1^2}{1 + (2N - 1)\rho_1^2} + \frac{1 - \rho_2^2}{1 + (2N - 1)\rho_2^2} \right) = \frac{1}{2} \left(\frac{1 - \rho_1^2}{1 + 3\rho_1^2} + \frac{1 - \rho_2^2}{1 + 3\rho_2^2} \right)$$

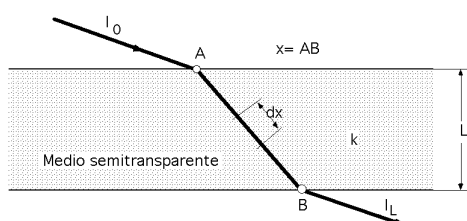
II.6.- ABSORCIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR EN MEDIOS PARCIALMENTE TRANSPARENTES

TRANSMITANCIA DE LA CUBIERTA PARA LA ABSORCIÓN.- La absorción de la radiación en un medio parcialmente transparente se basa en la ley de Bouguer, según la cual, la radiación absorbida en una distancia dx del camino óptico recorrido en el medio es proporcional a la intensidad local I en dicha zona y a la distancia recorrida por la radiación en el mismo, de la forma:

$$dI = - I k dx \quad ; \quad \frac{I}{I_0} = e^{-kx}$$

en la que k es un coeficiente de extinción que se supone constante para las longitudes de onda del espectro solar.

Supuesto que el camino total que recorre el rayo luminoso a través del medio es x , al integrar la ecuación anterior entre 0 y L se obtiene el valor de la transmitancia a considerando sólo la absorción, Fig II.5:



$$a = \frac{I_L}{I_0} = \exp\left(\frac{-k L}{\cos \theta}\right)$$

y para N cubiertas:

$$a = \frac{I_L}{I_0} = \exp\left(\frac{-N k L}{\cos \theta}\right)$$

Fig II.5.- Extinción a través de una cubierta

Para el cristal, el valor de k varía desde 0,04/cm para cristales tipo *Water White*, con un bajo contenido en Fe_2O_3 , hasta valores del orden de 0,32/cm para cristales bastos, con alto contenido en Fe_2O_3 .

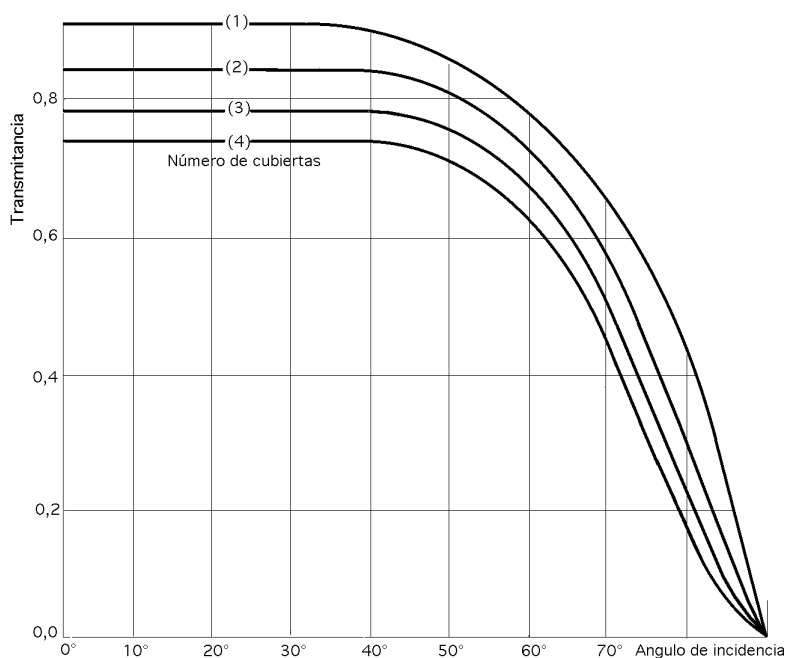


Fig II.6.- Transmitancia debida a la reflexión (se desprecia la absorción), correspondiente a 1, 2, 3 y 4 cubiertas, con índice de refracción igual a 1,526

Multiplicando los dos factores de transmitancia, para la absorción y para la reflexión, se obtiene la transmitancia total del sistema de cubiertas, de la forma:

=

que es una relación bastante satisfactoria siempre que el producto (kx) sea pequeño, lo que implica

el que no esté demasiado alejada de la unidad; esta condición se da siempre en los colectores solares funcionando con ángulos de incidencia de interés práctico.

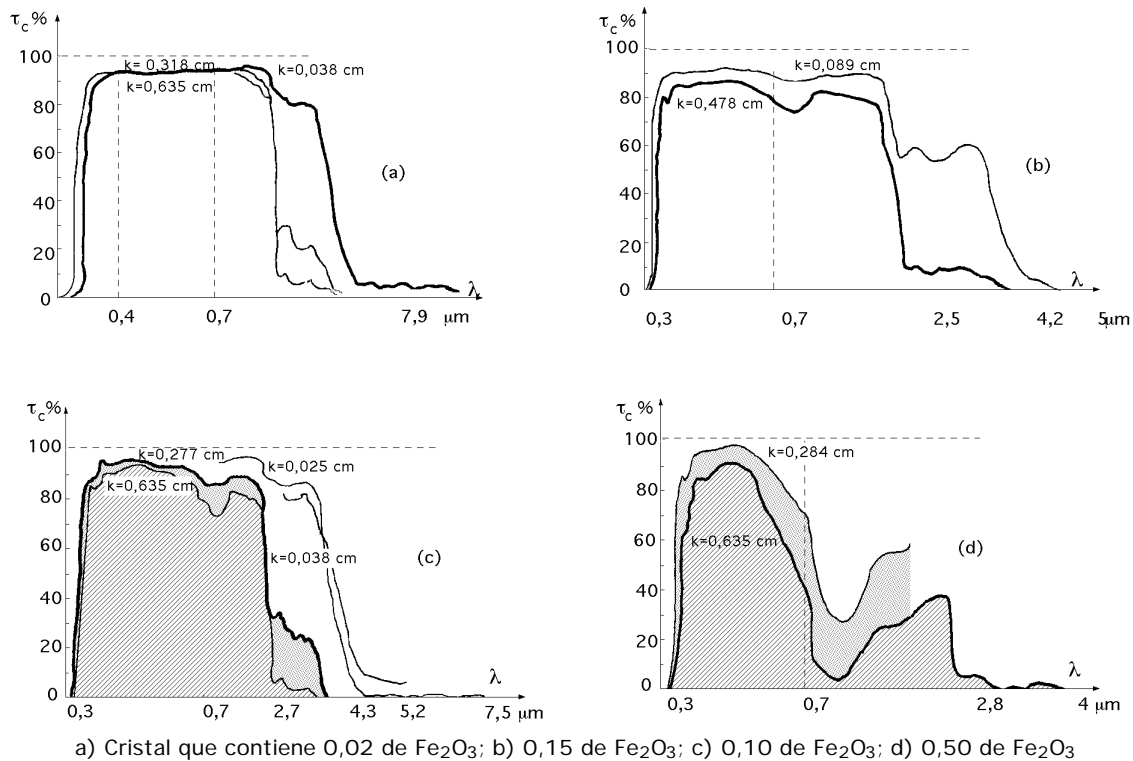


Fig II.7.- Transmitancia espectral del cristal

En la Fig II.6 se ha hecho una representación de la transmitancia debida a la reflexión, despreciando la debida a la absorción, correspondiente a 1, 2, 3 y 4 cubiertas, con índice de refracción igual a 1,526. En las Figs II.7 se ha representado la transmitancia de algunos vidrios en función de su contenido en Fe_2O_3

II.7.- PRODUCTO TRANSMITANCIA-ABSORTANCIA

De toda la radiación que atraviesa el sistema de cubiertas traslúcidas y que llega a la placa metálica absorbente, una fracción es reflejada por la placa hacia el sistema de cubiertas, que a su vez es reflejada por las cubiertas otra vez hacia la placa y así sucesivamente, por lo que tan sólo una cantidad muy pequeña de la energía que inicialmente incide sobre la placa se devuelve al medio exterior.

La situación la hemos representado en la Fig II.8 en la que es la transmitancia del sistema de cubiertas y a es la absortancia angular de la placa de absorción. La fracción de energía incidente que en principio se absorbe por la placa es, a , y la reflejada hacia el sistema de cubiertas $(1 - a)$.

La reflexión en la placa de absorción es más difusa que especular, por lo que la fracción $(1 - a)$ que llega a la cubierta es radiación difusa, mientras que la que se refleja de nuevo hacia la placa de absorción (que puede estar parcialmente polarizada debido a las reflexiones que ha experimentado al atravesar el sistema de cubiertas) es, $(1 - a_d)$, en la que a_d es la reflectancia de la cubierta para la radiación incidente-difusa.

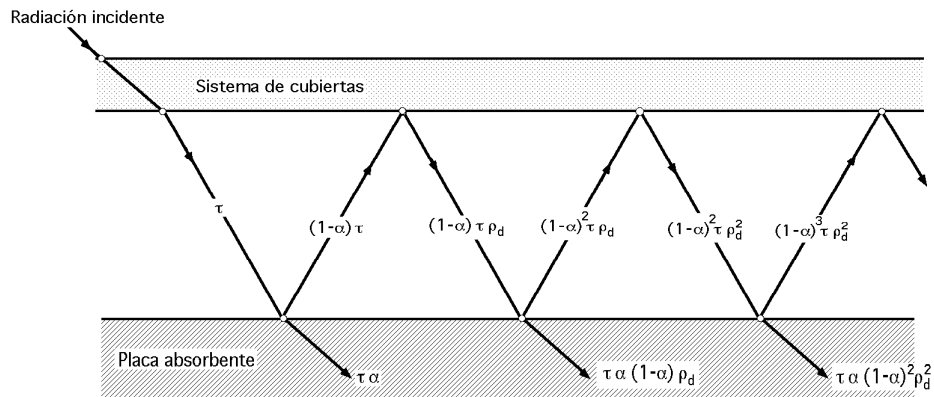


Fig II.8.- Absorción de la radiación por la placa

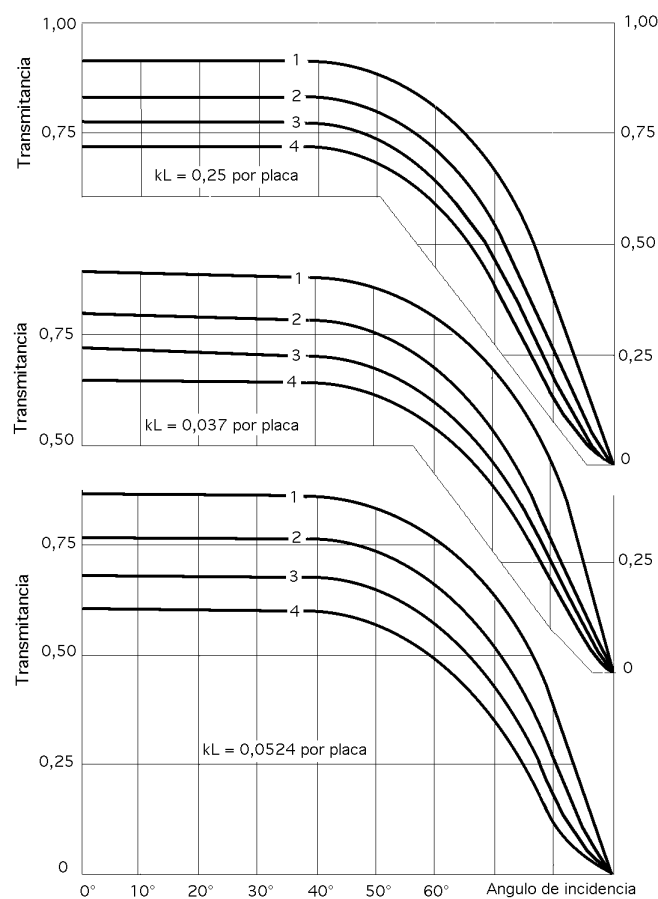


Fig II.9.- Transmitancia, considerando la absorción y la reflexión, de 1, 2, 3 y 4 cubiertas, para tres tipos de cristales, en los que k es el coeficiente de extinción del vidrio y L es la longitud recorrida por la radiación en el vidrio

Después de las continuas reflexiones múltiples de la radiación difusa en placa y cubiertas, la energía absorbida finalmente por la placa es:

$$\tau\alpha_{\text{ef}} = \sum_{n=0}^{\infty} \{ (1-\alpha)\rho_d \}^n = \frac{\tau\alpha}{1 - (1-\alpha)\rho_d}$$

que es el llamado *producto transmitancia-absortancia*, de gran utilización en el diseño y cálculo de colectores solares, ya que es la fracción de radiación que es captada y absorbida por la placa.

El factor ρ_d representa la *reflectancia difusa del sistema de cubiertas* y se puede determinar utilizando la reflexión especular para un sistema de varias cubiertas con ángulo de incidencia de 60°.

Dado que el sistema de cubiertas capta una pequeña fracción de energía, se produce un aumento de la temperatura en dicho sistema, lo que contribuye en cierta medida a disminuir el gradiente de temperaturas existente entre la placa absorbente y el medio ambiente, con lo que las pérdidas energéticas del colector serán menores. Esto hace que se pueda considerar que el producto transmitancia-absortancia del captador aumente y por ello se define el producto *transmitancia-absortancia efectivo* $(\tau\alpha)_e$ cuyo valor se ha determinado experimentalmente y que, para un colector de dos cubiertas, viene dado por la expresión:

$$(\tau\alpha)_e = (\tau\alpha) + (1 - \rho_a)(0,09 + 0,4 \rho_c)$$

en la que las cifras 0,09 y 0,04 dependen de la velocidad del viento exterior y del gradiente de temperaturas existente entre la placa absorbente y la atmósfera.

II.8.- DEPENDENCIA ESPECTRAL DE LA RADIACIÓN

Los medios transparentes transmiten selectivamente, por cuanto es función de la longitud de onda de la radiación incidente. El cristal se utiliza en colectores solares como cubierta y puede absorber una pequeña porción del espectro de energía solar si su contenido en Fe_2O_3 es bajo.

Si su contenido en Fe_2O_3 es alto, absorberá la parte infrarroja del espectro solar.

El cristal se hace opaco en longitudes de onda superiores a unos 3 μm por lo que se puede considerar opaco para las radiaciones de onda larga.

Las cubiertas de los colectores solares se pueden fabricar de plástico; su transmitancia puede llegar a depender de la longitud de onda aún más que el cristal, por lo que ésta se puede calcular en la forma:

$$\tau(\lambda, \theta) = \frac{\int_0^d (I_i)_\lambda(\lambda, \theta) d\lambda}{\int_0^d (I_i)_\lambda(\lambda, \theta) d\lambda}$$

Si tanto τ como α son función de la longitud de onda, la fracción absorbida por una placa absorbente es:

$$= \frac{\int_0^d (I_i)_\lambda(\lambda, \theta) d\lambda}{\int_0^d (I_i)_\lambda(\lambda, \theta) d\lambda}$$

Para la mayoría de los plásticos es significativa en el infrarrojo, $\lambda > 3 \mu\text{m}$.

Ejemplo II.1.- La transmisividad espectral de un vidrio plano, para la radiación solar incidente, es aproxima-

damente la siguiente:

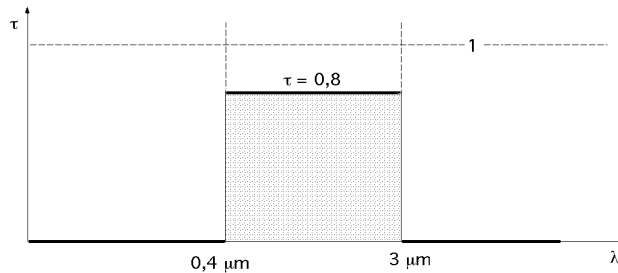
$$1 = 0 \text{ para } 0 = 0 \div 2 \quad 0,4 \text{ } \mu\text{m}$$

$$2 = 0,8 \text{ para } 1 = 0,4 \div 2 \quad 3,0 \text{ } \mu\text{m}$$

$$3 = 0 \text{ para } 2 = 3,0 \div 3$$

Calcular la transmisividad del cristal a todas las longitudes de onda

RESOLUCIÓN



Suponiendo que la temperatura del Sol en su superficie es de 5.760°K, y que la radiación incidente es una radiación que procede de un cuerpo negro, la transmisividad se puede poner en la forma:

$$\begin{aligned} \tau &= \frac{\int_0^\infty E_b(\lambda, T) d\lambda}{\int_0^\infty E_b(\lambda, T) d\lambda} = \int_0^\infty \frac{E_b(\lambda, T) d\lambda}{E_b(\lambda, T)} = \int_0^\infty \tau(\lambda) \frac{E_b(\lambda, T) d\lambda}{E_b(\lambda, T)} = \\ &= \int_0^\infty \tau(\lambda) d f_{0-\lambda} = \int_0^\infty \tau(\lambda) d(f_{0-\lambda}) = \int_0^\infty \tau(\lambda) d(f_{0-\lambda}) = \int_0^\infty \tau(\lambda) d(f_{0-\lambda}) = \end{aligned}$$

$$\text{Para } 5760^\circ\text{K se tiene: } \left| \begin{array}{ll} 1 \quad T = 0,4 \times \left(\frac{5760^\circ\text{K}}{1000}\right) = 2,304 & f_{0-1} = 0,125 \\ 2 \quad T = 3,0 \times \left(\frac{5760^\circ\text{K}}{1000}\right) = 17,280 & f_{0-2} = 0,977 \end{array} \right| = 0,8 (0,977 - 0,125) = 0,68$$

Ejemplo II.2.- La emisividad hemisférica del ladrillo a $T = 750^\circ\text{K}$ es función de la longitud de onda, como se indica a continuación:

$$1 = 0,1 \text{ , para } (0 = 0 \div 1 \quad 2) \text{ } \mu\text{m})$$

$$2 = 0,6 \text{ , para } (1 = 2 \div 2 \quad 14) \text{ } \mu\text{m})$$

$$3 = 0,8 \text{ , para } (2 = 14 \div 3 \quad) \text{ } \mu\text{m})$$

Calcular la emisividad hemisférica sobre todas las longitudes de onda.

RESOLUCIÓN

$$\begin{aligned} \epsilon &= \frac{\int_0^\infty E_b(\lambda, T) d\lambda}{\int_0^\infty E_b(\lambda, T) d\lambda} = \int_0^\infty \frac{E_b(\lambda, T) d\lambda}{E_b(\lambda, T)} = \int_0^\infty \epsilon(\lambda) \frac{E_b(\lambda, T) d\lambda}{E_b(\lambda, T)} = \\ &= \int_0^\infty \epsilon(\lambda) d f_{0-\lambda} = \int_0^\infty \epsilon(\lambda) d(f_{0-\lambda}) = \int_0^\infty \epsilon(\lambda) d(f_{0-\lambda}) = \int_0^\infty \epsilon(\lambda) d(f_{0-\lambda}) = \end{aligned}$$

Los valores de $f_{0-\lambda}$ son:

$$1 \quad T = 2 \times 750 = 1500 \quad f_{0-1} = 0,013$$

$$2 \quad T = 14 \times 750 = 10500 \quad f_{0-2} = 0,924$$

$$3 \quad T \quad f_{0-} = 1$$

luego:

$$= (0,1 \times 0,013) + 0,6 \times \{0,924 - 0,013\} + 0,8 \times \{1 - 0,924\} = 0,609$$

Ejemplo II.3.- El filamento de una bombilla se puede considerar como un cuerpo negro a la temperatura $T=2400^{\circ}\text{K}$. Si el cristal de la bombilla tiene una transmisividad de $\tau = 0,90$ para la radiación emitida por el filamento en el espectro visible, calcular el % de la energía total emitida por el filamento, que llega a alcanzar el medio ambiente como luz visible.

RESOLUCIÓN

El espectro visible está comprendido entre $\lambda_1 = 0,38 \mu\text{m}$ y $\lambda_2 = 0,76 \mu\text{m}$.

La fracción F de la energía total emitida por el filamento, que alcanza el ambiente como luz, es:

$$F = \frac{\int_{\lambda_1}^{\lambda_2} E_b(\lambda, T) d\lambda}{E_b(T)} = \int_{\lambda_1}^{\lambda_2} \frac{E_b(\lambda, T)}{E_b(T)} d\lambda = (f_{0-\lambda_2} - f_{0-\lambda_1})$$

en la que τ es la transmisividad del cristal de la bombilla

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Para } (\lambda_1 = T) = \frac{0,38 \times 2400}{1000} = 0,912 \quad f_{0-\lambda_1} = 0,0002 \\ \text{Para } (\lambda_2 = T) = \frac{0,76 \times 2400}{1000} = 1,824 \quad f_{0-\lambda_2} = 0,0436 \end{array} \right\} \quad F = 0,9 \times (0,0436 - 0,0002) = 0,039$$

es decir, sólo el 3,9% de la energía total entra en el ambiente como luz; el resto de la energía produce calentamiento

II.9.- EFECTO DEL RECUBRIMIENTO DE SUPERFICIES RESPECTO A LA TRANSMITANCIA

La reflectancia de las superficies interfaciales se puede modificar mediante la adición de películas finas con un índice de refracción comprendido entre el del aire de valor $n = 1$, y el del vidrio transparente de valor, $n = 1,526$.

Si se deposita sobre una lámina transparente una película con índice de refracción bajo y espesor, $\lambda/4$, la luz reflejada en las caras de la película, exterior e interior, tendrán una diferencia de fase igual a π y se anularán, por lo que la reflectancia disminuye y la transmitancia aumenta con relación al mismo material sin recubrimiento.

Las superficies de cristal se suelen tratar a fin de reducir su reflectancia, ya que ésta es $R = 0,0434$, para $n = 1,526$.

Si se hace un tratamiento del cristal por procedimientos químicos, se puede llegar a un valor de la reflectividad $R = 0,02$, que supone una mejora superior a la lograda por deposición de películas de grosor óptimo.

A su vez, como la radiación cubre un amplio campo de longitudes de onda al tiempo que se producen todo tipo de interferencias, el proceso de tratamiento de las superficies va a influir en el índice de refracción; así, un aumento de la transmitancia de 0,92 a 0,96 puede significar una mejora muy importante en el rendimiento térmico de los colectores solares de placa plana.

SUPERFICIES DE REFLEXIÓN ESPECULAR.- Este tipo de superficies se utilizan en colectores de concentración que dirigen la componente directa de la radiación sobre un foco, lo que requiere

superficies de alta reflectancia especular para el espectro solar.

Las *superficies especulares* son, generalmente, metales o pinturas metálicas sobre sustratos lisos.

Los *sustratos transparentes*, como el cristal o el plástico, se suelen tratar mediante la aplicación de pinturas sobre su superficie exterior (cara frontal), careciendo de importancia la naturaleza del sustrato en lo referente a lisura y estabilidad; si se aplican pinturas a la superficie posterior (cara interna), la transparencia del sustrato es un factor a tener en cuenta, puesto que la radiación lo recorrerá dos veces.

La reflectancia especular depende, en general, de la longitud de onda.

La reflectancia especular monocromática (R_s) se define en la forma, $(R_s) = \frac{(I_s)}{(I_i)}$

en la que:

(I_s) es la energía reflejada especularmente a la longitud de onda

(I_i) es la radiación incidente a la longitud de onda

La reflectancia especular R_s es de la forma:

$$R_s = \frac{\int_0^\infty (I_s) d\lambda}{\int_0^\infty (I_i) d\lambda}$$

El mantenimiento de una alta reflectancia especular implica una serie de problemas; así, las superficies reflectoras frontales están expuestas a degradación por oxidación, erosión, suciedad, etc; si se coloca superpuesto a la superficie reflectora un medio transparente, se puede perder la reflectancia por degradación y por suciedad del mismo.

Las superficies reflectoras directas se pueden cubrir con capas finas de determinados materiales protectores que aumentan su duración. Así, el aluminio anodizado se cubre con una fina capa de óxido de aluminio que se deposita sobre la misma por métodos electroquímicos y, en otros casos, lo que se suele depositar sobre la superficie frontal de aluminio son películas de monóxido de silicio. Cada capa reduce el valor inicial de la reflectancia especular, pero esto queda compensado por el mantenimiento de niveles satisfactorios de la misma, durante períodos de tiempo más largos.

MATERIALES REFLECTORES.- Una superficie que tenga un alto poder reflectante, es un pobre absorbente y viceversa. La plata y el aluminio son buenos reflectores para longitudes de onda que están dentro del espectro visible y del infrarrojo, mientras que el níquel y el molibdeno no lo son, aunque también se pueden utilizar en la construcción de superficies especulares por sus bajas emitancias en el infrarrojo.

Una propiedad importante de la radiación reflejada es su dispersión espacial, la mayor parte de la cual depende de la morfología de la superficie reflectante; así tenemos que una pintura blanca es un buen reflector, $R_s = 0,87$, pero la radiación reflejada es muy difusa, por lo que se considera un material con un pobre poder reflector, desde el punto de vista de la concentración.

Los espejos se fabrican preparando el material óptico, bien en forma de láminas metálicas pulidas, o bien en forma de deposición del material óptico sobre una superficie convenientemente preparada. Por regla general no se utilizan materiales metálicos pulidos, sino películas de metal que se

depositen directamente sobre vidrios especiales preparados de antemano; también se utiliza la metalización en forma de reducción química, deposición mediante técnicas de vacío, proyección de determinados sprays, etc.

Una superficie reflectante se compone, en general, de tres tipos de capas, sin contar el soporte,

La primera es una placa de vidrio perfectamente plana y pulimentada, sobre la que se deposita la segunda mediante un proceso químico o electroquímico, que es un material metálico, generalmente plata o aluminio, que tiene que ir aislada de la atmósfera exterior por una tercera capa de un material protector, no metálico, que pueden ser una o más láminas de plástico, muy finas, o también plásticos depositados, o películas inorgánicas, cuya misión es proteger al depósito metálico de la oxidación, de los ataques químicos y de la suciedad, por cuanto la corrosión y la erosión de la película metálica, destruyen sus propiedades ópticas.

La plata podría ser el mejor metal para ser usado como reflector, pero tiene pobres propiedades anticorrosivas que, junto a su elevado precio, limitan su uso y, en consecuencia, es sustituida por el aluminio. El mantenimiento de una reflectancia especular elevada presenta problemas técnicos, ya que como los espejos se cubren con materiales protectores de poco espesor que aumentan su duración, en general, cada capa plástica depositada reduce la reflectancia especular inicial, por cuanto las propiedades ópticas y mecánicas de los plásticos se modifican con el paso del tiempo.

La radiación, cuando atraviesa un medio transparente de espesor finito, pasa en primer lugar, de un medio (normalmente el aire) a otro que es el material transparente, para volver luego al primer medio. En cada uno de estos cambios de material los rayos incidentes sufren lo que se llaman reflexiones interfaciales, esto es, parte de la intensidad de radiación no llega a atravesar la capa separadora y es reflejada.

MODELO DE ESPEJOS REFLECTANTES..- Vamos a considerar una sección transversal de un espejo, como el indicado en la Fig II.10, que suponemos está iluminado por una radiación de intensidad:

$$I_0 = \int_0^{\infty} I(\lambda) d\lambda$$

Para determinar el coeficiente de reflexión especular R_E vamos a considerar que el recubrimiento metálico depositado sobre una capa de vidrio plano tiene un espesor pequeño, pero suficiente para que no pase la luz a su través. Debido a que el espectro solar es continuo, despreciaremos los fenómenos de interferencia y tendremos en cuenta únicamente las intensidades.

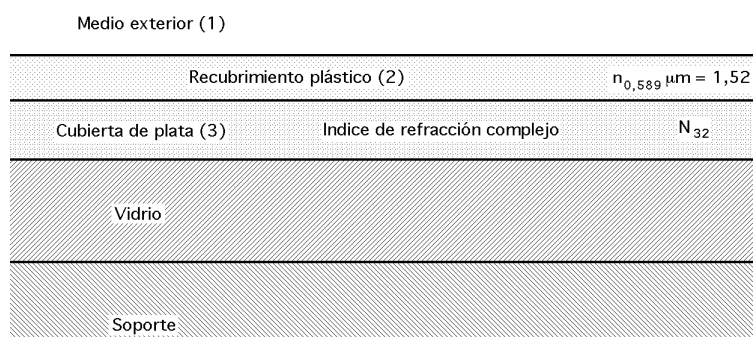


Fig II.10.- Superficie especular reflectante

El coeficiente de reflexión R_E de un espejo dado es función del ángulo de incidencia θ_i y de la intensidad espectral de la radiación $I(\lambda)$ en la forma, $R_E = f\{\theta_i, I(\lambda)\}$

Para simplificar la notación, definimos el medio que rodea a la superficie especular como región 1, al recubrimiento plástico como región 2, al material metálico reflector depositado como región 3, y al vidrio plano 4.

También se tendrán en cuenta los siguientes coeficientes:

r_{ab} es el coeficiente de reflexión en la capa límite de la región (a-b), desde **a** hacia **b**; numéricamente se tiene que, $r_{ab} = r_{ba}$

t_{ab} es el coeficiente de transmisión en la capa límite de la región (a-b), desde **a** hacia **b**

τ_a es el coeficiente de transmisión para la luz que atraviesa la región **a**

$n_{ab} = n_a/n_b$ es el índice de refracción relativo de (a-b)

α_a es el coeficiente de absorción del medio **a**

Para el recubrimiento metálico 3) el índice de refracción es un número complejo N_3 . El coeficiente de reflexión para el recubrimiento plástico se puede escribir, teniendo en cuenta los múltiples rayos reflejados por las superficies en su camino hacia el receptor, en la forma:

$$R_E(\theta_i, \lambda) = r_{12}^2 + r_{12}^2 (r_{23})^2 + r_{12}^2 (r_{23})^4 + r_{12}^2 (r_{23})^6 + \dots + r_{12}^2 (r_{23})^{2n} (r_{23})^{2n} = r_{12}^2 + (r_{12}^2) \sum_{n=1}^{\infty} \{ (r_{23})^2 \}^n = r_{12}^2 + \frac{(r_{12}^2)(r_{23})^2}{1 - (r_{23})^2}$$

en la que se ha tenido en cuenta que: $r_{12} = r_{21}$, $r_{23} = r_{32}$

El valor de r_{12} es:

$$r_{12} = e^{-k_2 d}$$

siendo, $d = s \sec \theta_2$ y s el espesor del recubrimiento plástico

La ecuación de Fresnel, se puede poner en la forma:

$$r_{12}^2 = \frac{1}{2} \left\{ \left(\frac{\cos \theta_1 - n_{21} \cos \theta_2}{\cos \theta_1 + n_{21} \cos \theta_2} \right)^2 + \left(\frac{\cos \theta_2 - n_{21} \cos \theta_1}{\cos \theta_2 + n_{21} \cos \theta_1} \right)^2 \right\}$$

con, $\sin \theta_1 = n_{21} \sin \theta_2$; $r_{12} = 1 - r_{21}$

Para la capa límite plástico-conductor, las ecuaciones de Fresnel siguen siendo válidas, si se utiliza en ellas un índice complejo de refracción N_{32} , pudiéndose poner:

$$r_{12}^2 = \frac{1}{2} \left\{ \left(\frac{\cos \theta_2 - N_{32} \cos \theta_3}{\cos \theta_2 + N_{32} \cos \theta_3} \right)^2 + \left(\frac{\cos \theta_3 - N_{32} \cos \theta_2}{\cos \theta_3 + N_{32} \cos \theta_2} \right)^2 \right\}$$

con, $\sin \theta_2 = N_{32} \sin \theta_3$

Si se conoce la dependencia espectral de las propiedades ópticas del plástico y del metal, se

puede calcular el coeficiente de reflexión para cualquier tipo de longitud de onda y ángulo de incidencia. Para un espejo representativo, cuyo dimensionamiento de espesores de materiales es el de la Fig II.10, se pueden utilizar datos como los que se presentan en las gráficas correspondientes a representaciones de $E(\lambda)$ para distintos espesores del plástico del recubrimiento y distintos ángulos de incidencia, Fig II.11 y 12.

a) Los datos relativos al espectro solar incidente se han tomado de la curva de Moon, para una masa de aire, $m = 2$. A partir de ellos, se obtiene que los valores óptimos de la radiación incidente están comprendidos en el intervalo, $0,3 \mu\text{m} < \lambda < 2,0 \mu\text{m}$.

b) Las constantes ópticas de la plata se toman de la Tabla II.2; en la región comprendida entre $0,95 \mu\text{m}$ hasta $2,0 \mu\text{m}$, la reflectancia de la plata es casi la misma, aproximadamente la unidad. Asimismo, para N_3 comprendido entre $0,95 \mu\text{m}$ hasta $2,0 \mu\text{m}$ se mantienen los resultados obtenidos para, $0,95 \mu\text{m}$.

Tabla II.2.- Constantes ópticas de la plata

(μm)	Intensidad (W/m^2) (μm)	$k_{\text{plástico}}$	$k_{\text{plástico}}$ ($\mu\text{m})^{-1}$	$n_{\text{Ag}} + i k_{\text{Ag}}$	
0,30	0,02	1,556	2	2	0,60
0,35	0,18	1,547	0,0118	0,150	1,50
0,40	0,47	1,535	0,0077	0,075	1,93
0,45	1,00	1,528	0,0010	0,055	2,42
0,50	1,21	1,513	0,0000	0,050	2,87
0,55	1,18	1,52	0,0015	0,055	3,32
0,60	1,16	1,518	0,0047	0,060	3,75
0,65	1,16	1,517	0,0075	0,070	4,20
0,70	1,10	1,516	0,0126	0,075	4,62
0,75	0,94	1,515	0,0173	0,080	5,05
0,80	0,85	1,514	0,0263	0,090	5,45
0,85	0,84	1,514	0,0305	0,100	5,85
0,90	0,48	1,514	0,0321	0,105	6,22
0,95	0,44	1,514	0,0342	0,11	6,56
1,00	0,63	1,514	0,0353	0,11	6,56
1,05	0,54	1,514	0,0359	0,11	6,56
1,10	0,30	1,514	0,0361	0,11	6,56
1,15	0,20	1,514	0,0356	0,11	6,56
1,20	0,38	1,514	0,0356	0,11	6,56
1,25	0,32	1,514	0,0342	0,11	6,56
1,30	0,28	1,514	0,0321	0,11	6,56
1,35	0,02	1,514	0,0270	0,11	6,56
1,40	0,00	1,514	0,0225	0,11	6,56
1,45	0,02	1,514	0,0186	0,11	6,56
1,50	0,15	1,514	0,0174	0,11	6,56
1,55	0,22	1,514	0,0149	0,11	6,56
1,60	0,20	1,514	0,0137	0,11	6,56
1,65	0,17	1,514	0,0137	0,11	6,56
1,70	0,12	1,514	0,0137	0,11	6,56
1,75	0,08	1,514	0,0137	0,11	6,56
1,80	0,00	1,514	0,0137	0,11	6,55
1,85	0,00	1,514	0,0137	0,11	6,56
1,90	0,01	1,514	0,0137	0,11	6,56
1,95	0,03	1,514	0,0142	0,11	6,56
2,00	0,00	1,514	0,015	0,11	6,56

c) Los valores de $E(\text{Ag})$ y $(\lambda)_{\text{plástico}}$ se han representado en la Fig II.11; la escala correspondiente al eje de abscisas no es lineal en λ pero sí lo es para obtener el porcentaje relativo de energía

solar a partir de las curvas de Moon para, $m = 2$. Como $E(\text{Ag})$ se mantiene prácticamente constante para longitudes de onda superiores a $0,4 \mu\text{m}$, resulta que el coeficiente de absorción del plástico es el factor predominante en la determinación de la forma de $E(\lambda)$; sin embargo, no se puede asegurar que ésto siga siendo válido para otros metales reflectores y recubrimientos plásticos; cuando el ángulo de incidencia esté próximo a los 90° , el valor de $E(\lambda)$ tenderá a la unidad.

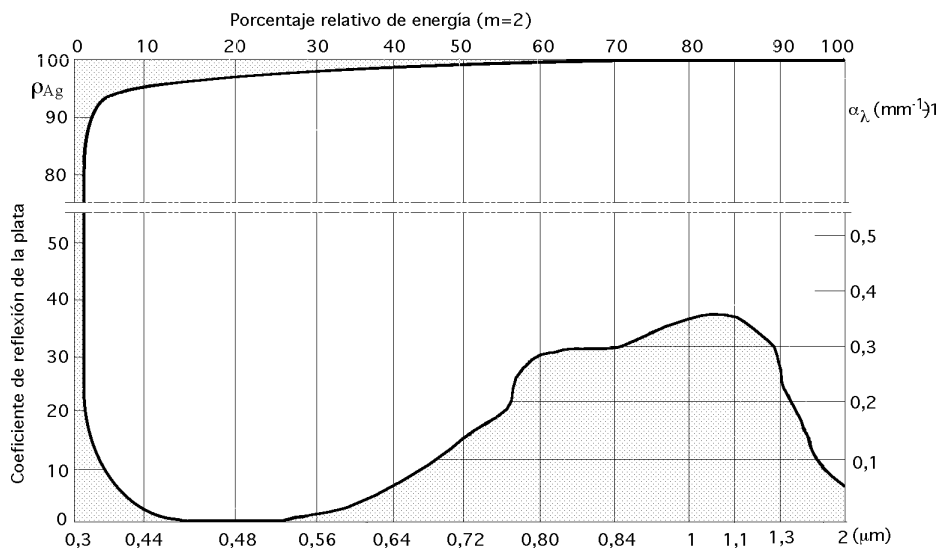


Fig II.11.- Valores de $E(\text{Ag})$ y α_λ (vidrio)

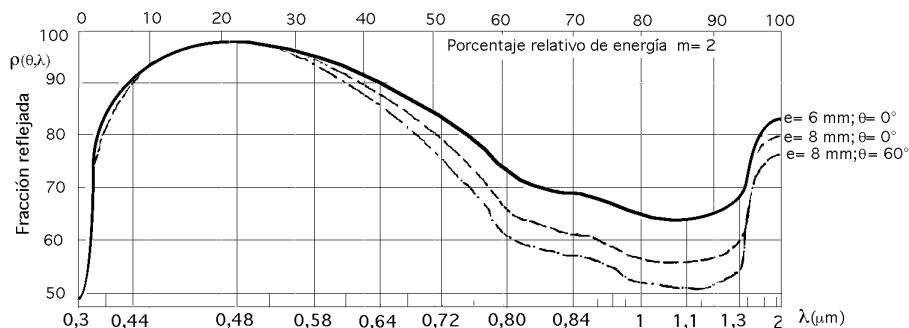


Fig II.12.- Valores de $E(\lambda, \theta)$ para distintos espesores del plástico del recubrimiento

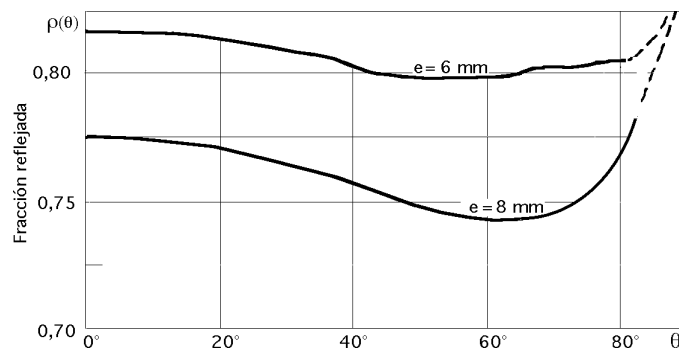


Fig II.13

Tabla II.3.- Materiales aislantes reflectantes

Materiales aislantes reflectantes	Temperatura límite °C	Inflamabilidad	Peso específico	Conductividad térmica
Hojas delgadas metálicas, en general de Al, con separación de aire (En algunos casos la separación se obtiene mediante una hoja ondulada)	0 a 500	Ignífugo	Kg/m ³ 3	Kcal/h.m ² °C 0,04 a 0,065
SUPERAISLANTES.- Membranas reflectantes con vacío intermedio encerrados en envoltura estanca para evitar la convección				
a) Membranas fibrosas expandidas	-270 a 1000	Ignífugo total	100 a 250	(0,039-0,057) x 0,1
b) Membranas reflectantes con fibras muy finas y mayor vacío (150 capas en 25 mm)	-270 a 1000	Ignífugo total	8 a 120	(0,039-0,057) x 0,01

Para valores bajos del producto, $\cos^2 \theta$, se observa que el valor de $E(\theta)$ varía poco, del orden de un 1% a un 2% de su valor medio, para el intervalo de ángulos de incidencia comprendidos entre 0° y 80° y diversos espesores del recubrimiento plástico, Fig II.13.

Como los espejos raramente se emplean con ángulos de incidencia mayores de 60° debido a que las pérdidas de área efectiva son proporcionales a $\cos \theta$, el valor de $E(\theta)$ se puede tomar como constante en todos los diseños de tipo práctico.

Finalmente se puede considerar, tanto para vidrios como para plásticos transparentes, de aproximadamente 6 mm de espesor, que la eficacia no es superior al 80%. En cualquier caso, si se reduce la absorción, se puede lograr el mismo efecto que si se reduce el espesor, por lo que el valor de E tiende a decrecer con λ .

Tabla II.4.- Materiales para el aislamiento de captadores

MATERIAL	Peso específico Kg/m ³	Conductiv. térmica W/m°C	Temp. límite de empleo	Resistencia a la humedad
Poliestireno moldeado	9-35	0,045-0,035	80	Impermeable
Poliestireno extruido	30-40	0,035-0,030	80	Impermeable
Fibras minerales				
Con aglomerante orgánico	250-300	0,040	150	Reducida
Sin aglomerante orgánico	250-300	0,040	450	Reducida
Espuma rígida de policloruro de vinilo				
De forma continua	25-50	0,031-0,030	70	Impermeable
Valor máximo puntual	25-50	0,031-0,030	600	Impermeable
Espuma rígida de poliuretano				
De forma continua	30-40	0,029-0,030	90 a 100	Impermeable
Valor máximo puntual	30-40	0,029-0,030	600	Impermeable
Vidrio celular				
De forma continua	120-180	0,050-0,065	430	Impermeable
Valor máximo puntual	120-180	0,050-0,065		Impermeable

III.- COLECTORES DE PLACA PLANA

III.1.- INTRODUCCIÓN

Un colector solar transforma la energía solar incidente en otra forma de energía útil. Difiere de un intercambiador de calor convencional en que en éstos se realizan intercambios térmicos entre fluidos con elevados coeficientes de transferencia térmica, y en los que la radiación es un factor sin apenas importancia; en un colector solar, la transferencia térmica se realiza desde una fuente energética, (el Sol), a un fluido, sin concentración de energía solar, por lo que el flujo incidente puede ser del orden de 1 kW/m^2 variable con una serie de parámetros.

La gama de longitudes de onda que se aprovecha está comprendida entre $0,3 \text{ }\mu\text{m}$ y $3,0 \text{ }\mu\text{m}$, que es una franja de radiación considerablemente más pequeña que la de la radiación emitida por la mayoría de las superficies que absorben energía.

El análisis de los colectores solares implica problemas particulares de flujos de energía, bajos y variables, así como una gran relevancia de los fenómenos de radiación.

En los colectores de placa plana, la superficie que absorbe la radiación solar es igual a la superficie que la capta.

Se pueden diseñar colectores de placa plana para trabajar con temperaturas de placa absorbente comprendidas entre 40°C y 130°C .

Estos colectores utilizan tanto la radiación solar directa como la difusa, no requieren de sistemas de seguimiento solar y prácticamente no precisan de mantenimiento.

Sus aplicaciones van enfocadas a sistemas de calentamiento de agua, calefacción de edificios y aire acondicionado.

El coste de la energía obtenida en un colector de placa plana depende del rendimiento térmico del sistema, de su vida media y de los costes de fabricación.

III.2.- ECUACIÓN BÁSICA DEL BALANCE ENERGÉTICO EN COLECTORES DE PLACA PLANA

Mediante un balance energético se puede hallar la distribución de la energía solar incidente sobre un colector de placa plana, su transformación en energía útil y las pérdidas térmicas.

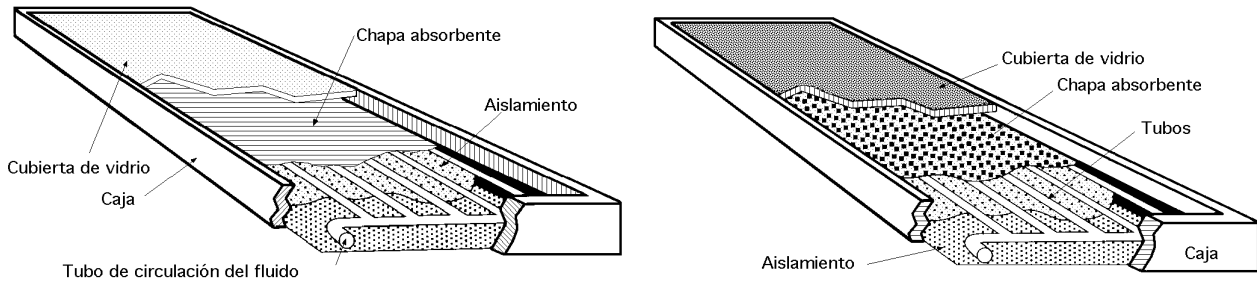


Fig III.1.-Estructura de un colector solar de placa plana

Este balance energético se puede poner en la siguiente forma:

$$A I_0 k_s (1 - s_p) = Q_u + q_{\text{pérdidas}} + q_{\text{almacenada}} = A k I_s$$

en la que:

A es la superficie del colector, igual en la cubierta que en la placa absorbente.

k es un factor de conversión de la radiación (difusa y directa), que sirve para evaluar la energía solar incidente en el plano del colector.

s es la transmitancia solar efectiva de la cubierta del colector

s_p es la absorptancia solar de la placa absorbente del colector

Q_u es el calor útil que se transfiere al fluido refrigerante que circula por el colector solar, de valor:

$$Q_u = G_F C_{pF} (T_{\text{sal}} - T_{\text{ent}}) = C_{\text{col}} (T_{\text{sal}} - T_{\text{ent}})$$

siendo C_{col} la capacidad calorífica del fluido del colector

$q_{\text{pérd}}$ es la cantidad de calor perdida desde la placa absorbente del colector al medio exterior, tanto por convección, como por conducción y radiación. Esta energía perdida lo es hacia arriba, hacia abajo y hacia los laterales del colector

q_{alm} es la energía almacenada en el colector

La energía solar incidente I_s sobre la placa absorbente viene dada por la siguiente expresión:

$$I_s = I_0 s ; \quad I_s s = I_0 s s = I_0 ()_s$$

en la que, $()_s$ se calcula para la radiación directa con el ángulo real de incidencia, mientras que la radiación difusa se considera como si fuese directa, pero con un ángulo de incidencia de 60° .

El rendimiento del colector η_c que proporciona una medida de su funcionamiento se define como:

$$\eta_c = \frac{\text{Ganancia útil durante cualquier período de tiempo}}{\text{Energía solar incidente en el mismo período}} = \frac{\int_{t_1}^{t_2} q_u dt}{\int_{t_1}^{t_2} A I_0 dt}$$

Para obtener un resultado significativo, el rendimiento se tiene que calcular para todo un día de funcionamiento. En todo momento hay que compatibilizar el rendimiento óptimo del colector con un coste mínimo del mismo, lo que implica el tener que diseñar colectores con una eficiencia inferior a la tecnológicamente posible, que reduce el coste de forma significativa.

Este método es pesado y laborioso, por lo que generalmente se recurre a otra formulación en la que se consideran algunas simplificaciones, en régimen permanente, como veremos más adelante.

III.3.- PERDIDAS DE CALOR DEL COLECTOR

El valor de $q_{\text{pérd}}$ se puede poner en función del coeficiente global de transmisión de calor de las pérdidas de calor del colector U_c . Si se conoce U_c y si la placa del colector se sabe está a una temperatura media T_p el valor de $q_{\text{pérd}}$ se puede poner, siendo T_a la temperatura ambiente, en la

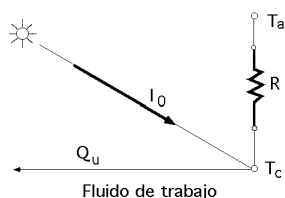


Fig III.2.-Circuito térmico aproximado de un colector solar

forma:

$$q_{\text{pérd}} = U_c A (T_p - T_a)$$

Un modelo adecuado de análisis térmico de un colector de placa plana puede considerar las siguientes hipótesis simplificadoras:

- El colector está térmicamente aislado en estado estacionario
- La caída de temperatura entre la parte superior e inferior de la placa es despreciable
- El flujo térmico se puede considerar monodimensional, tanto a través de las cubiertas, como de los aislamientos laterales
- Los cabezales que conectan los tubos cubren solamente una pequeña superficie de la placa colectora y proporcionan un flujo térmico uniforme a los tubos
- El cielo se puede considerar como si fuese una fuente térmica equivalente a un cuerpo negro, en lo que respecta a la radiación infrarroja, a una temperatura del cielo equivalente
- Se supondrá que la radiación, $I_s = I_0$, sobre la placa plana absorbente del colector es uniforme

La distribución de temperaturas sobre el colector de placa plana se puede representar mediante el circuito térmico aproximado que se presenta en la Fig III.2 en la que la placa colectora absorbe una energía incidente igual a, I_s k.

ANÁLISIS DEL CIRCUITO TÉRMICO DE UN COLECTOR CON DOS CUBIERTAS A LAS TEMPERATURAS T_1 y T_2 .- Si la superficie inferior del colector está bien aislada (de la placa absorbente hacia abajo), la mayor parte de las pérdidas al exterior se producen a través de su superficie superior, es decir, a través de la cubierta o cubiertas que constituyen la ventana del colector; el calor se transfiere entre la cubierta y la segunda placa de vidrio, y entre las dos placas de vidrio, por convección y radiación, en paralelo, Figs III.3.4.

La velocidad de transferencia de las pérdidas térmicas por unidad de área del colector entre la placa absorbente a T_p y la segunda cubierta de vidrio a T_2 , es la misma que entre las placas de vidrio que conforman las cubiertas a T_2 y T_1 y la misma que entre la placa de vidrio de la cubierta exterior a T_1 y el medio exterior a T_a .

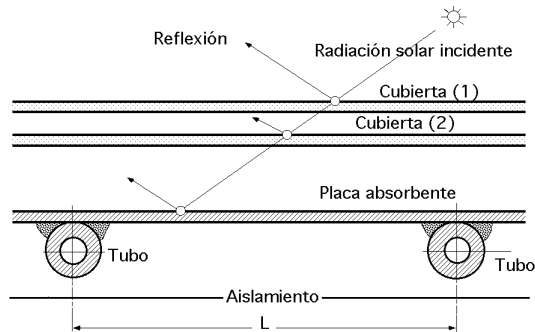


Fig III.3.- Colector de placa plana con dos cubiertas

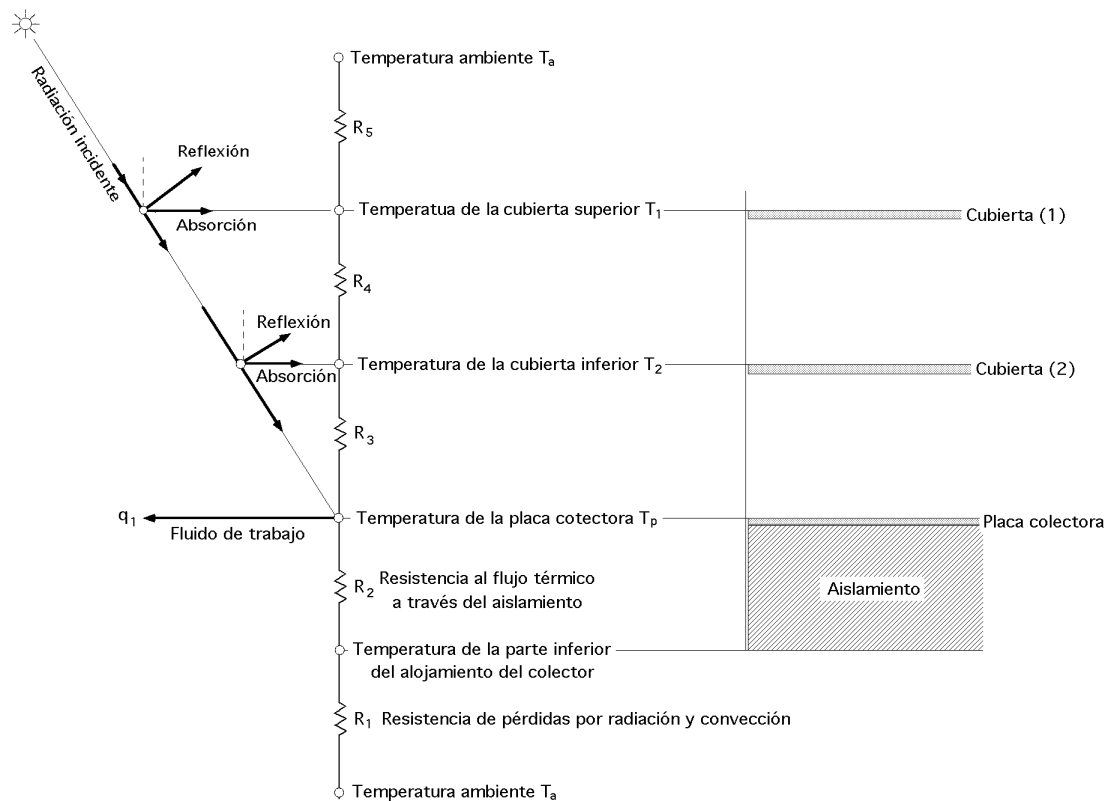


Fig III.4.- Circuito térmico del colector de placa plana con dos cubiertas

Teniendo en cuenta la Fig III.4 se encuentra que las pérdidas térmicas hacia arriba, entre la placa colectora y la segunda cubierta, se pueden poner en la forma:

$$Q_{\text{pérd. hacia arriba}(p-2)} = A h_{c(p-2)} (T_p - T_2) + \frac{(T_p^4 - T_2^4) A}{\frac{1}{\epsilon_i} + \frac{1}{2\epsilon_i} - 1}$$

en la que:

$h_{c(p-2)}$ es el coeficiente de transferencia de calor por convección entre la placa y la segunda cubierta

p_i es la emitancia infrarroja de la placa

z_i es la emitancia infrarroja de la segunda cubierta

La ecuación anterior se puede poner en función de, $T_p - T_2$, como:

$$Q_{\text{pérd. hacia arriba}(p-2)} = A \{h_{C(p-2)} + h_{r(p-2)}\} (T_p - T_2) = \frac{T_p - T_2}{R_3}$$

$$\text{en la que, } h_{r(p-2)} = \frac{(T_p^2 + T_2^2) (T_p + T_2)}{\frac{1}{p_i} + \frac{1}{z_i} - 1}$$

La velocidad de la transferencia de las pérdidas térmicas entre las dos placas de cubierta es de la forma:

$$Q_{\text{pérd. hacia arriba}(2-1)}^* = A \{h_{C(2-1)} + h_{r(2-1)}\} (T_2 - T_1) = \frac{T_2 - T_1}{R_4}$$

$$\text{en la que, } h_{r(2-1)} = \frac{(T_1^2 + T_2^2) (T_1 + T_2)}{\frac{1}{1_i} + \frac{1}{z_i} - 1}$$

el coeficiente de transferencia de calor por radiación entre las dos cubiertas transparentes.

Las emitancias 1_i y z_i de las dos cubiertas transparentes serán iguales, si ambas están contruidas del mismo material. Si no fuese así, se pueden obtener algunas ventajas económicas utilizando una cubierta de plástico entre la cubierta más exterior, que será de vidrio, y la placa absorbente; en este tipo de construcción sería posible el que las propiedades radiativas de las dos cubiertas no fuesen iguales.

Si el aire está en reposo, para hallar la ecuación de la resistencia térmica entre la superficie superior de la cubierta exterior y el aire ambiente, se pueden utilizar correlaciones de convección natural, pero si sobre el colector está soplando el viento, hay que aplicar correlaciones de convección forzada. A su vez se produce un intercambio de radiación entre la cubierta superior y el cielo a una temperatura T_{cielo} , mientras que el intercambio de calor por convección se produce entre T_1 y el aire ambiente a T_a .

Por comodidad consideraremos que, $T_{\text{cielo}} = T_{\text{aire}} = T_a$, lo que permite obtener:

$$Q_{\text{pérd. hacia arriba}(1-a)} = A \{h_{C(1-a)} + h_{r(1-a)}\} (T_1 - T_a) = \frac{T_1 - T_a}{R_5}$$

$$\text{en la que, } h_{C(1-a)} = 1_i (T_1 + T_{\text{cielo}}) (T_1^2 + T_{\text{cielo}}^2)$$

Para el colector de placa plana y doble cubierta de vidrio, la conductancia de la pérdida de calor $U_{C(\text{Total})}$ se puede expresar en la forma:

$$U_{C(\text{total})} = \frac{1}{R_1 + R_2} + \frac{1}{R_3 + R_4 + R_5}$$

El cálculo de $U_{c(Total)}$ exige la resolución iterativa de las ecuaciones q^* y q' por cuanto las conductancias de radiación unitarias son función de la temperatura exterior de la cubierta y de la placa absorbente, que en principio no son conocidas.

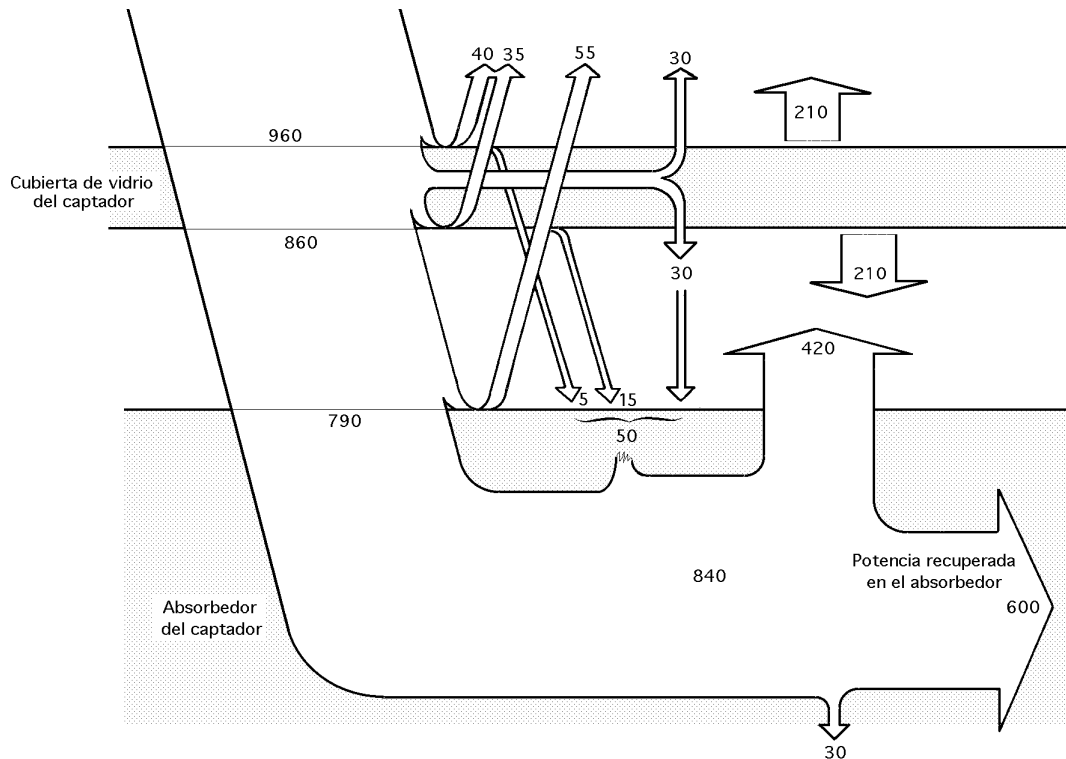


Fig III.5.- Valores del reparto de la energía incidente sobre un colector de placa plana con una cubierta

III.4.- COEFICIENTES DE TRANSFERENCIA DE CALOR POR CONVECCIÓN UTILIZADOS EN COLECTORES SOLARES PLANOS.

El coeficiente de transferencia de calor entre placas planas paralelas es proporcional a la separación de éstas elevado a la potencia, $3n - 1$, siendo n el exponente de las ecuaciones de Nusselt siguientes:

Placas horizontales, con flujo de calor ascendente, $10^4 < Gr < 10^7$; $Nu = 0,152 (Gr)^{0,281}$

Placas a 45° , con flujo de calor ascendente, $10^4 < Gr < 10^7$; $Nu = 0,093 (Gr)^{0,31}$

Planos verticales, $1,5 \cdot 10^4 < Gr < 1,5 \cdot 10^5$; $Nu = 0,033 (Gr)^{0,381}$
 $1,5 \cdot 10^5 < Gr < 10^7$; $Nu = 0,062 (Gr)^{0,327}$

El exponente n es del orden de $\frac{1}{3}$ por lo que la dependencia del coeficiente U_{c1} hacia arriba, con la separación entre placa y cubiertas es muy pequeña. Por lo que respecta a la inclinación, se puede calcular el valor de U_c para una inclinación cualquiera y a partir del valor de U_c para una inclinación de 45° , siendo θ la inclinación del colector en grados y p la emitancia de la placa., en la forma:

$$\frac{U_c}{U_{c(45^\circ)}} = 1 - (\theta - 45)(0,00259 - 0,00144 p)$$

III.5.- CORRELACIONES DEL COEFICIENTE GLOBAL DE PERDIDAS U_c

Dado que la resolución del cálculo de U_c es bastante complicada, se han desarrollado algunas fórmulas empíricas que permiten su cálculo; así, para el caso de colectores cuyas cubiertas (N) sean del mismo material y que suele dar resultados bastantes exactos, se utiliza la formulación de Hottel y Woertz, en la forma:

$$Q_{\text{pérd. hacia arriba}} = \frac{(T_p - T_a) A}{\frac{\frac{C}{T_c} (T_p - T_a)}{(N + f)^{0,33}} + \frac{1}{h_{c(p-)}}} + \frac{(T_p^4 - T_a^4) A}{\frac{1}{p_i + 0,05 N(1 + p_i)} + \frac{2N + f - 1}{\text{cubiertas } i} - N}$$

en la que:

$$f = \{(1 - 0,04 h_{\text{viento}}) + 0,0005 (h_{\text{viento}})^2\} (1 + 0,091 N)$$

$$h_{\text{viento}} = h_{c(p-)} = 5,7 + 3,8 u ; u, \text{ en } \frac{\text{m}}{\text{seg}}$$

$$C = 365,9 (1 - 0,00883 b + 0,00013 b^2)$$

$$\text{cubiertas } = c_i = 0,88, \text{ para el cristal}$$

Lein (1973) propone, para placas absorbentes con temperaturas comprendidas entre 40°C y 130°C y con un error en el cálculo de U_c menor que $\pm 0,2 \text{ W/m}^2\text{C}$, la siguiente ecuación:

$$U_c = \frac{1}{\frac{\frac{344}{T_p} (T_p - T_a)^{0,31}}{(N + f)^{0,31}} + \frac{1}{h_{\text{viento}}}} + \frac{(T_p + T_a) (T_p^2 + T_a^2)}{\frac{1}{p_i + 0,0425 N (1 - p_i)} + \frac{2N + f - 1}{\text{cristal}} - N}$$

siendo:

$$f = \{1 - 0,04 h_{\text{viento}} + 5 \cdot 10^{-4} (h_{\text{viento}})^2\} (1 + 0,058 N)$$

El estudio anterior se ha hecho con coeficientes de pérdidas hacia arriba en cubiertas de cristal que son opacas a las radiaciones de onda larga. Si se utiliza un material plástico para sustituir una o más cubiertas, hay que modificar la ecuación que proporciona U_c por cuanto parte de esta radiación infrarroja de pérdidas atravesaría las cubiertas de plástico, por no ser opacas a las radiaciones de onda larga y llegaría a la placa.

La transferencia directa de energía por radiación entre la placa y el cielo es:

$$Q_{\text{placa-cielo}} = p (T_p^4 - T_a^4)$$

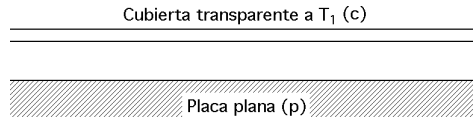
siendo p la transmitancia de la cubierta para la radiación de T_p y T_a (la transmitancia es independiente de la temperatura de la fuente térmica).

El coeficiente de pérdidas hacia arriba se puede poner también en la siguiente forma:

$$U_C = \frac{1}{\frac{1}{h_{c-p} + h_r} + \frac{1}{h_{viento} + h_{r(ext)}}} \left(\frac{T_p - T_{cielo}}{T_p - T_a} \right) + \frac{1}{\frac{1}{h_{c-p} + h_r} + \frac{1}{h_{viento} + h_{r(ext)}}}$$

que particularizamos para los siguientes casos:

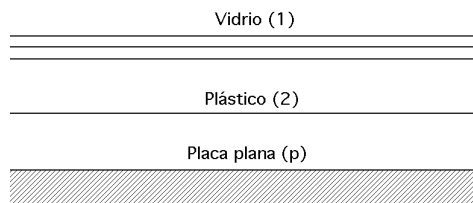
a)



$$U_C = \frac{1}{\frac{1}{h_{p-c} + E_{p-c} h_{r(p-c)}} + \frac{1}{h_{viento} + h_{r(c-aire)}}} \left(\frac{T_p - T_{cielo}}{T_p - T_a} \right) + \frac{1}{\frac{1}{h_{p-c} + E_{p-c} h_{r(p-c)}} + \frac{1}{h_{viento} + h_{r(c-aire)}}} =$$

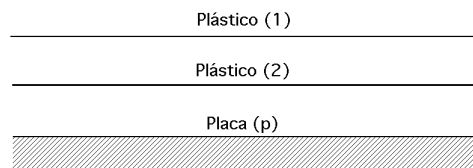
$$= \frac{1}{h_{p-c} + E_{p-c} h_{r(p-c)}} \left(\frac{T_p - T_{cielo}}{T_p - T_a} \right) + \frac{1}{h_{viento} + h_{r(c-aire)}} \frac{T_c - T_{cielo}}{T_c - T_{aire}}$$

b)



$$U_C = \frac{1}{\frac{1}{h_{viento} + E_1 h_{r(1-aire)}} \frac{T_1 - T_{cielo}}{T_1 - T_{aire}} + \frac{1}{E_{p-1} h_{r(1-aire)} + \frac{1}{\frac{1}{h_{p-2} + E_{p-2} h_{r(p-2)}} + \frac{1}{h_{2-1} + E_{2-1} h_{r(2-1)}}}}$$

c)



$$U_C = \frac{2}{1 + \frac{1}{h_{p(p-ciolo)} \frac{T_p - T_{cielo}}{T_p - T_{aire}}}} + \frac{1}{\frac{1}{h_{viento} + E_1 h_{r(1-aire)}} \frac{T_1 - T_{cielo}}{T_1 - T_{aire}} + \frac{1}{h_{p-2} + E_{p-2} h_{r(p-2)}} + \frac{1}{h_{2-1} + E_{2-1} h_{r(2-1)}}}$$

d)



$$U_c = \frac{1}{\frac{1}{h_{viento} + E_1 h_{r(1-ci\acute{e}lo)}} + \frac{1}{\frac{T_1 - T_{cielo}}{T_1 - T_{aire}} + \frac{2}{1 - E_{p-1} h_{r(p-1)}} + \frac{1}{h_{p-3} + E_{p-3} h_{r(p-3)}} + \frac{1}{h_{2-1} + E_{2-1} h_{r(2-1)}} + \frac{1}{h_{3-1} + E_{3-2} h_{r(3-2)}}}$$

Para estas situaciones se tiene que el coeficiente de convección {pared-medio exterior}, es:

$$h_{viento} = 5,7 + 3,8 u \quad ; \quad h_{xy} = K \times (\text{Coeficiente de convección})$$

Ángulo de inclinación	0	30	60	90
K	0,24	0,21	0,18	0,15

$$h_{r(x-y)} = \frac{T_x^4 - T_y^4}{T_x - T_y} \quad (\text{Coeficiente equivalente de radiación})$$

$$E_{x-y} = \frac{1}{\frac{1}{x} + \frac{1}{y} - 1} \quad (\text{Factor de emisividad})$$

$$placa = 0,95 \text{ (pintura negra)} \quad ; \quad pl\acute{a}stico = 0,63 \quad ; \quad vidrio = 0,88$$

T_s es la temperatura equivalente del cuerpo negro del cielo

T_a es la temperatura del aire ambiente

T_p es la temperatura media de la placa

T_1, T_2, T_3 son las temperaturas de las cubiertas transparentes

ϵ es la transmisividad del plástico para radiaciones de onda larga y G es la fracción de la radiación de onda larga que es completamente absorbida en el primer plástico

III.6.- DISTRIBUCIÓN DE TEMPERATURAS EN LOS TUBOS Y FACTOR DE EFICIENCIA DEL COLECTOR

Vamos a suponer la disposición de tubos que se indica en la Fig III.6 separados una distancia L , con un espesor de placa e y anchura a unidad y diámetro exterior de los tubos d_e . En lo anterior hemos llamado T_p a la temperatura de la placa que se ha supuesto constante; sin embargo, al introducir el sistema de tubos separados una distancia L se produce en la placa un flujo de calor desde la mitad de esa distancia hacia cada tubo que será captado por éstos, lo que hace que a lo largo de la placa en tramos correspondientes a dos tubos consecutivos, la temperatura de la placa sea variable.

Como el material de la placa metálica es un buen conductor del calor, el gradiente de temperaturas a través de la misma será despreciable; si se conoce la temperatura T_b en la unión del tubo con la placa Fig III.4, la región entre la línea central ($m-m'$) que divide a la placa entre dos tubos por la mitad y la base de éstos, se puede considerar como una aleta térmicamente aislada en su extremo libre.

Para un elemento de aleta de superficie, $a \times x$, la energía absorbida es:

$$(I_{s \text{ s}}) a \times x$$

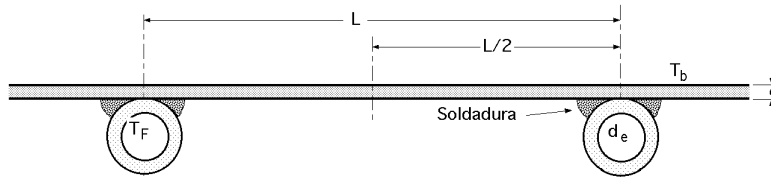


Fig.III.6.- Unión de los tubos a la placa

El flujo térmico se dirige de la placa (aleta) hacia los tubos, y no a la inversa, como sucede en el estudio general de aletas, pudiéndose hacer el siguiente balance térmico Fig III.7:

$$Q = k \left(\frac{dT}{dx} \right)_x$$

con, $A = a e$, (sección transversal de la placa); para una anchura, $a = 1$ $e = e$.

$$\frac{Q}{x} = k \left(\frac{dT}{dx} \right)_x$$

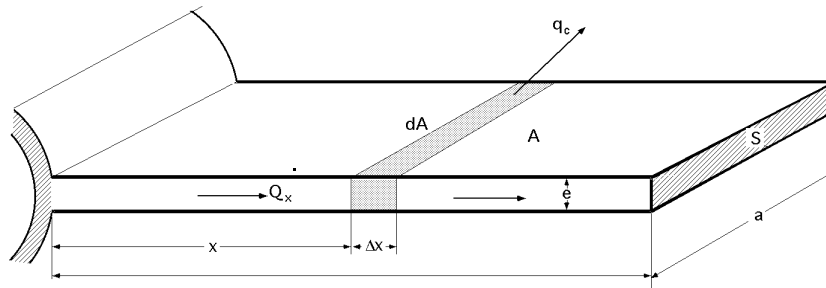


Fig III.7.- Aleta de sección transversal uniforme

Las pérdidas de calor transmitidas por convección al exterior, a través del elemento de superficie, a x , vienen dadas por:

$$q_c = U_c (a - x) (T - T_a) = U_c x (T - T_a)$$

siendo U_c la conductancia global a través de las cubiertas, entre la placa y el aire ambiente.

El balance energético para, $a = 1$, es:

$$- \frac{dQ}{dx} - U_c x (T - T_a) + \frac{2T}{x^2} k x = 0$$

$$\left(\frac{dT}{dx} \right)_x = \frac{U_c}{k} (T - T_a) - \frac{2T}{x^2} = \frac{U_c}{k} \left(T - T_a - \frac{2T}{U_c} \right)$$

$$\left(\frac{dT}{dx} \right)_x = \frac{U_c a l^2}{k} = (Bi)$$

que resuelta y para el caso de una aleta con su extremo libre aislado, proporciona la siguiente distribución de temperaturas:

$$\left(\frac{T - T_a - \frac{I_s s}{U_c}}{T_b - T_a - \frac{I_s s}{U_c}} \right) = \frac{\text{Ch} \{ \sqrt{Bi} (1 - \cosh \sqrt{Bi} x) \}}{\text{Ch} \sqrt{Bi}} = \frac{T - T_a - \frac{I_s s}{U_c}}{T_b - T_a - \frac{I_s s}{U_c}}$$

siendo:

$$Bi = \frac{U_c l^2}{k_e} \quad ; \quad l = \frac{L - d_e}{2} \quad ; \quad = \frac{x}{L}$$

La energía conducida a los tubos a través de las aletas, (2 por tubo), es:

$$q_{(aletas-tubo)} = - 2 \frac{k}{l} (T_b - T_a - \frac{I_s}{U_c}) \sqrt{Bi} \quad Th \sqrt{Bi} = (L - d_e) \{I_s - U_c (T_b - T_a)\} \frac{Th \sqrt{Bi}}{\sqrt{Bi}}$$

La eficiencia de una aleta con su extremo libre térmicamente aislado viene dada por la expresión:

$$= \frac{Th \sqrt{Bi}}{\sqrt{Bi}}$$

siendo su representación gráfica la indicada en la Fig III.8.

El valor de $q_{(aletas-tubo)}$, queda finalmente en la forma:

$$q_{(aletas-tubo)} = (L - d_e) \{I_s - U_c (T_b - T_a)\}$$

La energía térmica del colector en la parte correspondiente al tubo es:

$$q_{tubo} = d_e \{I_s - U_c (T_b - T_a)\}$$

La energía útil Q_u que el colector transmite al fluido por unidad de anchura a es la suma de las anteriores:

$$Q_u = \{I_s - U_c (T_b - T_a)\} \{(L - d_e) + d_e\}$$

que tiene que ser igual a la energía que absorbe el fluido que circula por el interior de los tubos:

$$Q_u = \frac{T_b - T_F}{\frac{1}{h_{CF} (d_i a)} + \frac{1}{C_b}}$$

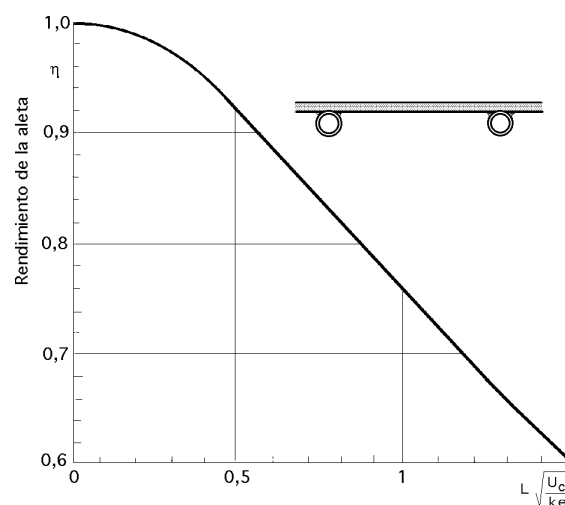


Fig III.8.- Eficiencia de la aleta para colectores solares de tubo y placa

en la que C_b es la conductancia de la unión, que se puede calcular en función de la conductividad térmica k_b de la unión, del grosor medio e de la misma y de su longitud b , que para, $a = 1$, es:

$$C_b = \frac{k_b b}{e}$$

Es muy importante el contacto metal-metal para que la resistencia de la unión sea inferior a $0,03 \text{ m}^\circ\text{C/W}$; si C_b es muy grande, resulta:

$$Q_u = (d_i a) h_{cF} (T_b - T_F)$$

Eliminando T_b se obtiene una expresión para la ganancia útil q_u función de las dimensiones, parámetros físicos y temperatura T_F local del fluido y T_a de la atmósfera, de la forma:

$$Q_u = \frac{I_{s \text{ s}} - U_c (T_F - T_a)}{\frac{1}{d_e + (L - d_e)} + \frac{U_c}{C_b} + \frac{U_c}{h_{cF} d_i}} = L F \{I_{s \text{ s}} - U_c (T_F - T_a)\}$$

en la que F es el *factor de eficiencia del colector*, de la forma:

$$F = \frac{\frac{1}{L}}{\frac{1}{d_e + (L - d_e)} + \frac{U_c}{C_b} + \frac{U_c}{h_{cF} d_i}} = \frac{\frac{1}{L U_c}}{\frac{1}{U_c \{d_e + (L - d_e)\}} + \frac{1}{C_b} + \frac{1}{h_{cF} d_i}}$$

observándose que el denominador es la resistencia térmica existente entre el fluido y el medio ambiente, mientras que el numerador es la resistencia térmica existente entre el colector y el medio ambiente.

Unos valores típicos de los parámetros que determinan el factor de eficiencia del colector F , en el caso de un colector de placa plana, son:

U_c (2 cubiertas de vidrio).....= $4 \text{ W/m}^2\cdot^\circ\text{C}$

U_c (1 cubierta de vidrio)= $8 \text{ W/m}^2\cdot^\circ\text{C}$

k (Placa de cobre de 1 mm de espesor).....= $0,4 \text{ W/}^\circ\text{C}$

k (Placa de acero de 1 mm de espesor).....= $0,005 \text{ W/}^\circ\text{C}$

h_{cF} (Agua en flujo laminar, convección forzada).....= $300 \text{ W/m}^2\cdot^\circ\text{C}$

h_{cF} (Agua en flujo turbulento, convección forzada).....= $1500 \text{ W/m}^2\cdot^\circ\text{C}$

h_{cF} (Aire en convección forzada turbulenta).....= $100 \text{ W/m}^2\cdot^\circ\text{C}$

El *factor de eficiencia* F crece al aumentar el espesor de la placa y la conductividad térmica de la misma; decrece al aumentar la distancia entre los conductos de flujo. Un aumento de U_c hace que F disminuya.

El *factor de evacuación de calor del colector* F_R se define como el cociente de la velocidad real de transferencia de calor al fluido de trabajo y la velocidad de transferencia térmica a la máxima diferencia de temperaturas entre el fluido absorbente del colector y el medio ambiente, mediante la

relación:

$$F_R = \frac{\text{Ganancia energética útil del colector}}{\text{Ganancia energética útil si la superficie del colector está a } T_{F1}}$$

siendo T_{F1} la temperatura de entrada del fluido.

El límite termodinámico del denominador corresponde a la condición de que el fluido de trabajo permanezca a la temperatura T_{F1} de entrada en todo el colector, valor al que se puede aproximar cuando la velocidad de entrada sea muy grande.

La temperatura del fluido aumenta en la dirección del flujo a medida que se le va suministrando calor.

El factor F_R es de la forma:

$$F_R = \frac{G_{\text{Fluido}} c_{pF} (T_{F2} - T_{F1})}{I_s - U_C (T_{F1} - T_a)} = \frac{G_{\text{Fluido}} c_{pF}}{U_C} \left(1 - e^{-\frac{U_C F}{G_{\text{Fluido}} c_{pF}}} \right)$$

siendo G_{Fluido} el flujo másico por unidad de superficie y c_{pF} el calor específico del fluido.

La ganancia total de energía útil del colector es:

$$Q_u = A_{\text{col}} F_R \{ I_s - U_C (T_{F1} - T_a) \}$$

calculándose esta ganancia de energía útil en función de la temperatura T_{F1} de entrada del fluido, que normalmente es un dato.

La eficiencia del colector se define en la forma:

$$\eta = \frac{Q_u}{A_{\text{col}} I_s} = F_R \left\{ 1 - \frac{U_C (T_{F1} - T_a)}{I_s} \right\}$$

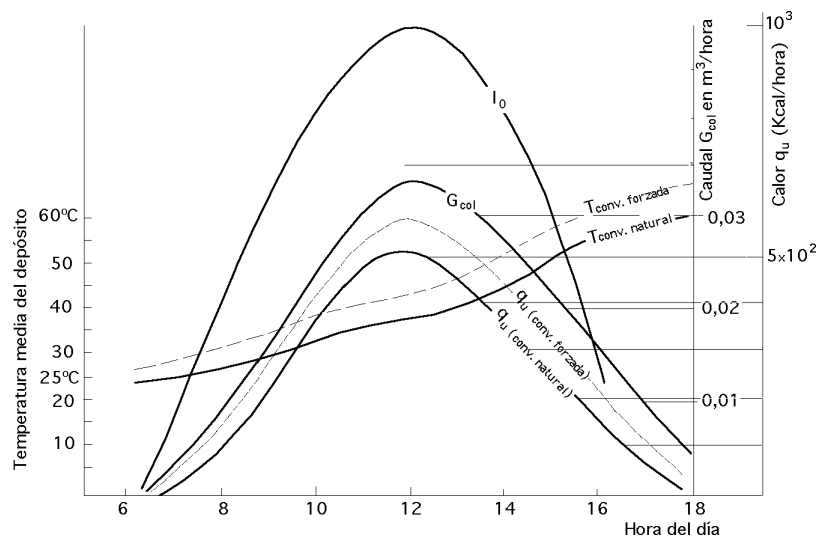


Fig III.9.- Curvas que permiten determinar el rendimiento de una instalación dada con circulación natural y forzada

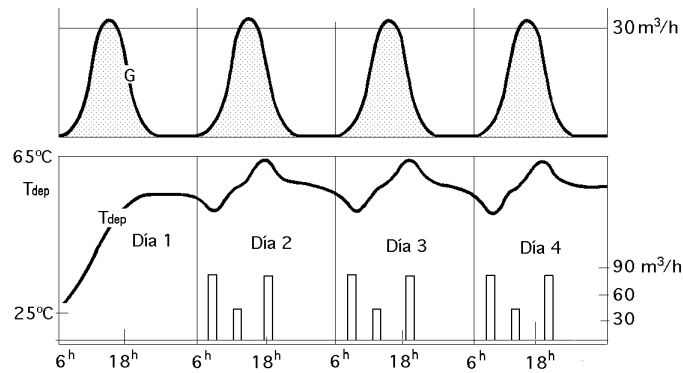


Fig III.10.- Influencia de las condiciones iniciales en el comportamiento posterior de un sistema colector plano en circulación natural

III.6.- TIPOS DE CAPTADORES Y APLICACIONES

Un captador queda definido por dos parámetros, $F_R I_{s_s}$ y $F_R U_c$, estando sus márgenes de variación comprendidos entre los valores que se indican a continuación, siempre que se cumpla que la capacidad calorífica del fluido, $(G c_p)_F > 50 \text{ Kcal/h m}^2\text{°C}$, y que la velocidad del viento sea menor de 2 m/seg.

Grupo I.- Captador sin caja, sin aislamiento y sin cubiertas, generalmente de plástico,

$$0,85 < F_R I_{s_s} < 0,90 \quad ; \quad 16 < F_R U_c < 20 \quad , \quad (\text{W/°C cm}^2)$$

que se utiliza cuando, $T = T_F - T_a < 15\text{°C}$, en el siguiente tipo de instalaciones:

Calentamiento de piscinas abiertas; como fuente fría en una bomba de calor; en procesos industriales, etc

Grupo II.- Captadores con caja, aislamiento y una cubierta transparente,

$$0,75 < F_R I_{s_s} < 0,85 \quad ; \quad 7 < F_R U_c < 9 \quad , \quad (\text{W/°C cm}^2)$$

Grupo III.- Captadores con caja, aislamiento, una cubierta transparente y superficie absorbente selectiva.

$$0,75 < F_R I_{s_s} < 0,85 \quad ; \quad 5 < F_R U_c < 6 \quad , \quad (\text{W/°C cm}^2)$$

Grupo IV.- Captadores con caja, aislamiento y dos cubiertas transparentes.

$$0,7 < F_R I_{s_s} < 0,8 \quad ; \quad 4 < F_R U_c < 6 \quad , \quad (\text{W/°C cm}^2)$$

Los Grupos II y III se utilizan cuando, $10 < T < 40\text{°C}$, en instalaciones de:

Agua caliente sanitaria; Calefacción en climas templados; Usos agrícolas; Procesos industriales, etc.

Los Grupos III y IV se utilizan en instalaciones de,

Agua caliente sanitaria, Calefacción en climas fríos, Procesos industriales, etc

Los colectores planos, según O.M. de 28 de julio de 1980, tienen que homologarse de acuerdo con la norma INTA 61 0001 y una prueba de durabilidad, determinándose en dichos ensayos la curva de rendimiento del captador.

III.7.- TEMPERATURA MEDIA DE LA PLACA

RÉGIMEN ESTACIONARIO.- Para poder evaluar el rendimiento del colector hay que conocer U_c

que es función de la temperatura de la placa.

La temperatura media de la placa T_p siempre será superior a la temperatura media del fluido T_F . Esta diferencia de temperaturas es, generalmente, pequeña para sistemas de líquidos y significativa para sistemas de aire.

Se pueden relacionar T_p y T_F mediante la ecuación:

$$T_p = T_F + q_u R_{pF}$$

en la que R_{pF} es la resistencia a la transferencia de calor entre la placa y el fluido, que depende del coeficiente de transferencia de calor por convección.

Para un colector de tubos y aletas, esto supone que tanto la conductancia de la unión, como la eficiencia de la aleta, sean altas. Para un líquido que circula por el interior de una tubería, el valor de la resistencia a la transferencia de calor entre la placa y el fluido R_{pF} es:

$$R_{pF} = \frac{1}{h_{CF1} d_i n a}$$

siendo n el número de tubos y a la longitud de los mismos.

Para un sistema de acondicionamiento de aire, el coeficiente R_{pF} es la inversa del coeficiente h_{CF} de transferencia de calor de la placa al aire, multiplicada por la superficie lateral del colector:

$$R_{pF} = \frac{1}{h_{CF} A_{lat}}$$

La temperatura media del fluido se puede calcular a partir de la ecuación:

$$T_F = \frac{1}{L} \int_0^L T_{Fx} dx = T_{F1} + \frac{\frac{Q_u}{A}}{U_C F_R} \left(1 - \frac{F_R}{F}\right) = \frac{T_{F1} + T_{F2}}{2}$$

La temperatura media de la placa varía ligeramente a medida que q_u se modifica a lo largo del día, siendo su influencia en U_c relativamente pequeña.

RÉGIMEN TRANSITORIO.- El funcionamiento de la mayoría de los sistemas de energía solar es en régimen transitorio, debido a dos factores:

a) A que el colector se calienta desde el amanecer hasta alcanzar una temperatura de funcionamiento, más o menos uniforme, a media tarde.

b) A las variaciones de la radiación solar debidas a la meteorología y al viento.

Para un colector de una sola cubierta y suponiendo que, I_s , s , y T_a permanecen constantes en un periodo de tiempo, por ejemplo, $\Delta t = 1$ hora, la temperatura T_p de la placa se puede obtener a partir de la ecuación:

$$\frac{I_{s \ s} - U_C (T_p - T_a)}{I_{s \ s} - U_C (T_{inicial} - T_a)} = e^{-\frac{A_C U_C}{(G c_p)_{col}}} = e^{-\frac{A_C U_C}{C_{col}}}$$

siendo, G la velocidad másica del fluido y, $C_{col} = (G c_p)_{col}$, la capacidad calorífica eficaz del colector, igual a:

$$(G c_p)_{col} = \{(G c_p)_{placa} + \frac{U_c}{U_{ca}} (G c_p)_{cubierta}\} \frac{dT_{placa}}{d}$$

$$C_{col} = \{C_{placa} + \frac{U_c}{U_{ca}} C_{cubierta}\} \frac{dT_{placa}}{d}$$

en la que, $C_{placa} = (G c_p)_{placa}$, y $C_{cubierta} = (G c_p)_{cubierta}$, son las capacidades caloríficas de la placa y la cubierta respectivamente y U_{ca} el coeficiente de pérdidas térmicas desde la cubierta a T_c al aire a T_a .

Para n cubiertas se tiene:

$$C_{col} = C_{placa} + \sum_{i=1}^n a_i C_{cubierta}$$

en la que a_i toma los valores que se indican en la Tabla III.1.

Tabla III.1.- Valores de a_i

Cubiertas	a_i	$p = 0,95$	$p = 0,50$	$p = 0,10$
1	a_1	0,27	0,21	0,13
2	a_1	0,15	0,12	0,09
2	a_2	0,62	0,53	0,40
3	a_1	0,14	0,08	0,06
3	a_2	0,45	0,4	0,31
3	a_3	0,75	0,67	0,53

III.8.- OTRAS CONFIGURACIONES GEOMÉTRICAS DEL COLECTOR

En los apartados anteriores, hemos considerado solamente un diseño básico de colector, compuesto por un calentador solar de tubos y placa; existen muchos y diferentes diseños de colectores de placa plana, pero afortunadamente no es preciso desarrollar un análisis completamente nuevo para cada caso.

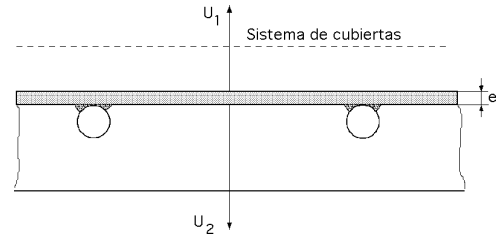
Existen algunos casos, como los colectores de placas de cristal solapadas ó el calentador de aire *matrix*, en los que los ensayos realizados hasta la fecha no han permitido presentar una formulación adecuada, ni resultados satisfactorios, por lo que para cada situación se hará preciso recurrir a técnicas numéricas o a simulación con ordenador.

Un diseño no convencional muy interesante es el colector Speyer (1965) que utiliza un tubo de cristal en el que en la cubierta se ha hecho un vacío relativo; debido a su geometría circular, es posible reducir las pérdidas de calor por convección.

FACTOR DE EFICIENCIA Y RENDIMIENTO DE ALGUNOS COLECTORES DE TUBO Y PLACA ABSORBENTE

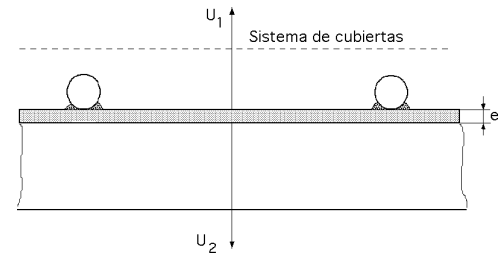
a) $U_C = U_1 + U_2$

$$F = \frac{1}{\frac{L U_C}{d_i h_{cF}} + \frac{L U_C}{C_{\text{soldadura}}} + \frac{L}{d_e + (L - d_e)}} = \frac{Th \sqrt{Bi}}{\sqrt{Bi}}$$



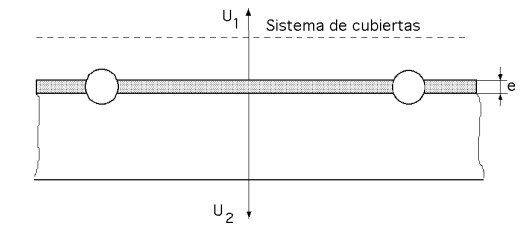
b) $U_C = U_1 + U_2$

$$F = \frac{1}{\frac{L U_C}{d_i h_{cF}} + \frac{1}{\frac{d_e}{L} + \frac{1}{\frac{L U_C}{C_{\text{soldadura}}} + \frac{L}{(L - d_e)}}}} = \frac{Th \sqrt{Bi}}{\sqrt{Bi}}$$



c) $U_C = U_1 + U_2$

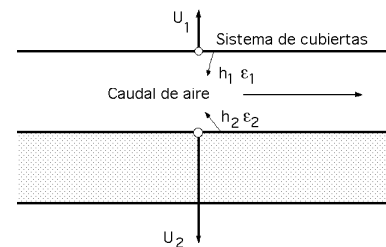
$$F = \frac{1}{\frac{L U_C}{d_i h_{cF}} + \frac{L}{d_e + (L - d_e)}} = \frac{Th \sqrt{Bi}}{\sqrt{Bi}}$$



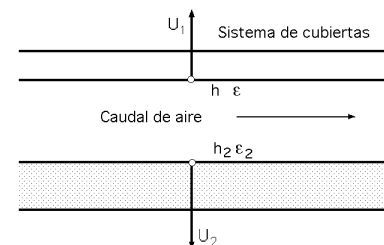
FACTOR DE EFICIENCIA DE COLECTORES PARA AIRE ACONDICIONADO

$$U_C = \frac{U_1 + U_2}{1 + \frac{(U_1 + U_2) h_2}{h_1 h_2 + h_1 h_r + h_r h_2}} ; \quad h_r = \frac{(T_1^2 + T_2^2) (T_1 + T_2)}{\frac{1}{1} + \frac{1}{2} - 1}$$

d) $F = \frac{1}{1 + \frac{h_r U_1}{h_1 h_2 + h_1 h_r + h_r h_2 + h_2 U_1}}$



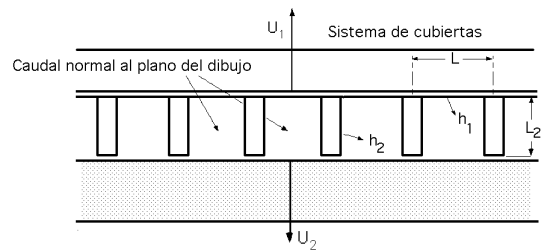
e) $F = \frac{1}{1 + \frac{U_C}{h_1 + \frac{1}{\frac{1}{h_2} + \frac{1}{h_r}}}}$



$$f) \quad F = F_0 \left(1 + \frac{1 - F_0}{\frac{F_0}{p} + \frac{L h_1}{L_2 h_2 F}} \right)$$

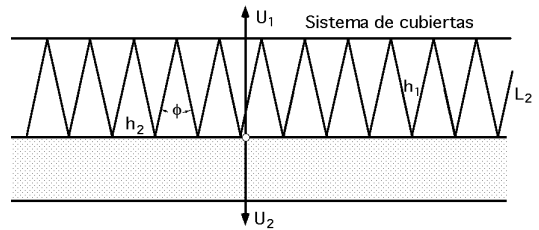
p es la eficacia de la aleta de placa

F es la eficacia de la aleta de aleta



$$g) \quad F = \frac{1}{1 + \frac{h_1}{\frac{1}{\sin \frac{\phi}{2}} + \frac{1}{\frac{1}{h_2} + \frac{1}{h_r}}}} \frac{1}{U_c}$$

U_c está basada en el área proyectada



IV.- COLECTORES DE CONCENTRACIÓN DE MEDIA TEMPERATURA

IV.1.- INTRODUCCIÓN

Para construir concentradores reflectores es necesario emplear superficies ópticas de grandes dimensiones. Los sistemas dióptricos, lentes de cristal, no se utilizan a causa de su fragilidad, peso y precio. Sin embargo existen colectores constituidos por un gran número de prismas de cristal de reflexión total de pequeño espesor, (sistemas catadióptricos), con un factor de reflexión del 95%; la reflectividad global es del orden del 90%, superior a la de los mejores espejos y no experimentan degradación con el paso del tiempo.

Los colectores de concentración utilizan sistemas ópticos reflectores y en algunos casos muy particulares, refractores, para aumentar la intensidad de la radiación solar que se dirige sobre una superficie receptora que la absorbe, (lentes Fresnel y lentes de líquido).

Contra mayor sea el flujo solar sobre esta superficie, menor será la zona necesaria para conseguir el mismo efecto térmico sobre un fluido, lo que supone una reducción de las pérdidas térmicas.

Sin embargo aparecen otros tipos de pérdidas como son el que estos colectores funcionan únicamente con la componente directa de la radiación, (no se aprovecha la difusa) y que aparecen pérdidas ópticas por defectos de enfoque y dirección; asimismo aparecen otros problemas, como:

a) Una mayor complicación de las características ópticas de los concentradores, por cuanto precisan de sistemas de orientación y seguimiento del Sol, que permiten aprovechar al máximo la radiación solar incidente.

b) La existencia de flujos no estacionarios en los fluidos que circulan por el receptor.

c) Grandes variaciones tanto en la forma y diseño, como en las temperaturas y pérdidas térmicas de las superficies receptoras absorbentes. La amplia gama de configuraciones permiten la manipulación de una serie de nuevos parámetros de diseño.

d) Una mayor complejidad con la introducción de factores ópticos adicionales, que complican los balances energéticos.

e) Una mayor calidad en los sistemas ópticos, ya que tienen que trabajar durante largos períodos de tiempo, lo que implica el que deben mantener inalterables sus propiedades ópticas contra la suciedad, erosión, oxidación, condiciones climáticas, etc.

Todo esto supone un mayor coste del colector lo que introduce algunas restricciones en su utilización, aunque la aplicación de nuevos materiales reflectantes y mejoras en los sistemas de seguimiento, les confieren una cierta importancia práctica. La intensidad de la radiación en las superficies receptoras puede llegar a ser del orden de 4 a 1000 veces el valor de I_0 lo que puede implicar temperaturas relativamente elevadas y una mayor precisión en los mecanismos de seguimiento del Sol y enfoque en la superficie receptora, lo que encarece el equipo.

Un colector reflector de media temperatura se compone de dos partes fundamentales, el concentrador y el receptor. El concentrador es la parte del colector que refleja (o refracta) la radiación solar incidente sobre el mismo, dirigiéndola hacia el receptor, que la absorbe y transmite a un fluido térmico que circula por el mismo.

Al ser el Sol la fuente de energía, es muy importante conocer la imagen del mismo reflejada sobre el receptor. El ángulo con el que el Sol se ve desde la Tierra es de aproximadamente 32' y este dato hay que tenerle presente, (aparte de otros propios motivados por errores de seguimiento y reflexión, así como de la dispersión de la radiación por la superficie reflectora originados por defectos de fabricación, etc), a la hora de diseñar el dimensionamiento, tanto del concentrador, como del receptor.

IV.2.- TIPOS DE CONCENTRADORES

Existe una amplia variedad de medios que permiten aumentar el flujo de la radiación solar sobre un receptor pudiéndose clasificar teniendo en cuenta una serie de factores, como:

- a) *El que sean lentes o reflectores*
- b) *Por el sistema de montaje y modelo de orientación*
- c) *Por la magnitud de la concentración de radiación que son capaces de conseguir*
- d) *Por los materiales utilizados en su construcción*
- e) *Por los fluidos térmicos que se van a utilizar que dependen de sus aplicaciones, etc.*

Una característica fundamental de estos colectores es el llamado índice de concentración $\frac{A_a}{A_r}$, que es la relación entre el área de la superficie de abertura del concentrador y el área de la superficie receptora.

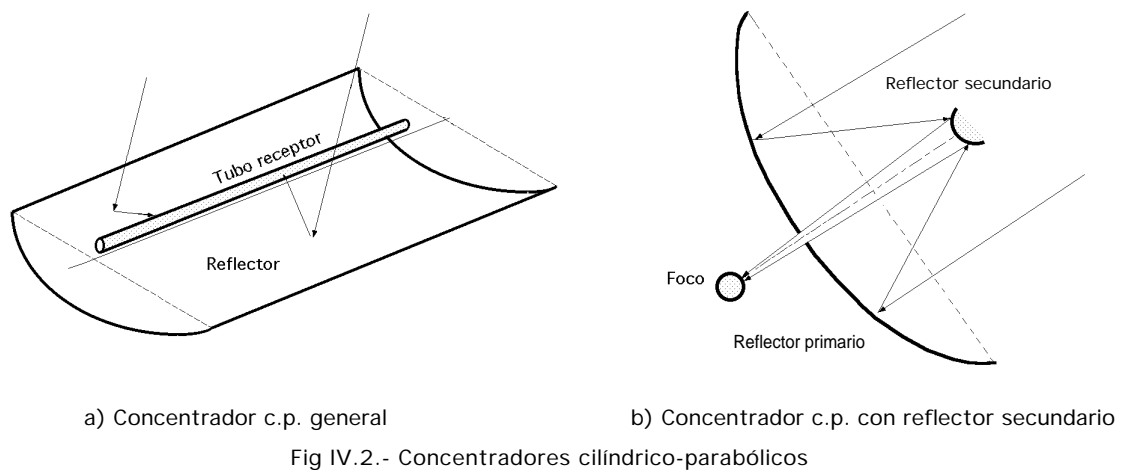
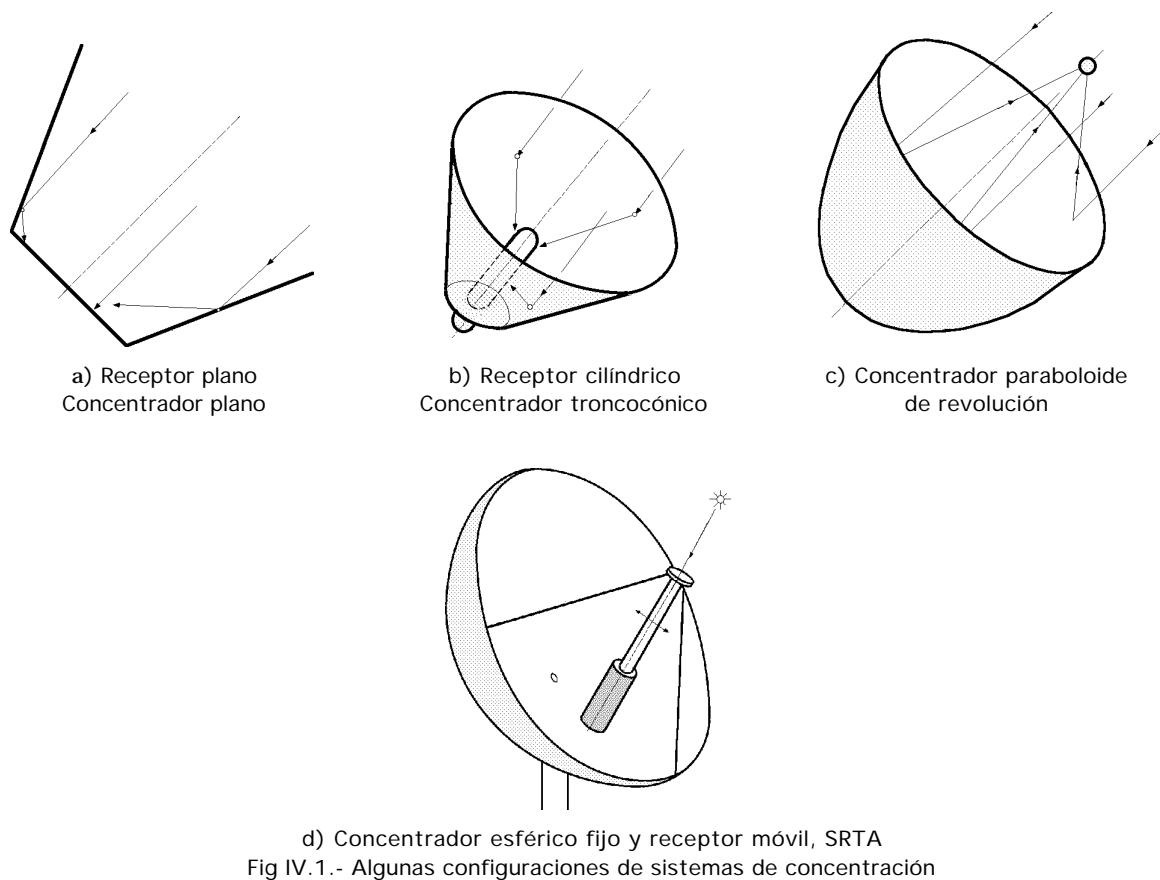
En las Fig IV.1 se muestran tres secciones de sistemas de colectores de concentración; en cualquiera de ellos se enfoca la radiación con más o menos nitidez sobre un receptor que puede ser puntual o tener una geometría determinada por las características del concentrador; el índice de concentración para colectores de revolución es mucho mayor que para colectores cilíndricos.

- *Receptor plano y concentrador-reflector plano.*- Tiene un bajo índice de concentración, inferior a 4; se aprovecha en el receptor parte de la componente solar difusa incidente sobre el colector.

- *Receptor cilíndrico y concentrador-reflector cónico.*- Se mejoran las características de concentración del caso anterior

- *Receptor cilíndrico y concentrador-reflector esférico.*- Se mejoran las características de concentración de los casos anteriores

Concentrador-reflector tipo paraboloide de revolución.- Permite obtener relaciones de concentración muy elevadas, lo que a su vez implica elevadas temperaturas; una modificación del mismo introduce un segundo reflector que permite llevar al foco a otra posición más conveniente.



Colector con concentrador-reflector cilíndrico parabólico y receptor tubular.- Es el modelo más usado y en el que el tubo receptor se encuentra a lo largo de todas las posiciones focales. La temperatura alcanzada en el mismo puede llegar a ser del orden de los 300°C , suficiente para muchas aplicaciones. En la Fig IV.2.a se representa un concentrador cilíndrico parabólico, y en la Fig IV.2.b un concentrador cilíndrico parabólico con reflector secundario.

Concentrador de reflexión Fresnel y concentrador refractor Fresnel.- En el reflector Fresnel, Fig IV.3.a, las superficies pueden ser planas o curvas, estando diseñada cada una para reflejar individualmente la radiación sobre el receptor; su gran ventaja radica en su facilidad de construcción, siendo muy interesante su utilización en colectores solares de gran potencia y alta temperatura.

El refractor Fresnel utiliza un sistema de concentración parecido a un montaje de lentes con un punto focal único, Fig IV.3.b

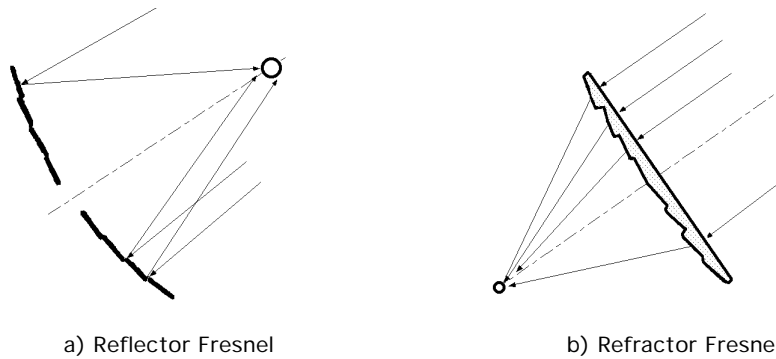


Fig IV.3.- Concentradores Fresnel

IV.3.- ANGULO DE INCIDENCIA FORMADO POR LOS VECTORES \vec{n} y \vec{s}

Un factor a tener en cuenta es la orientación del colector y el mecanismo apropiado que permita hacer un seguimiento lo más preciso posible del movimiento aparente del Sol, lo que implica en la mayoría de los casos tener que hacer uso de más de un sistema de movimiento.

Así, un concentrador cilíndrico parabólico tiene que tener un mecanismo de seguimiento del Sol que permita que su vector unitario \vec{n} normal a la superficie de abertura y el vector unitario solar \vec{s} , conformen un plano que coincida con el plano focal que a su vez sea plano de simetría del concentrador y que por lo tanto contenga al receptor; con este montaje es posible obtener giros del colector alrededor de un sólo eje de giro que puede ser un montaje (Norte-Sur), (Este-Oeste), o inclinado y paralelo al eje de la tierra, con velocidad de giro de 15° por hora.

Sin embargo, el seguimiento perfecto del Sol se conseguirá cuando los vectores \vec{n} y \vec{s} coincidan, ya que en esas circunstancias, la superficie de abertura del colector será normal a los rayos solares incidentes; este montaje requiere la composición de dos movimientos o giros sobre dos ejes combinación de los citados anteriormente, que se conoce como *Alt-acimut*; el movimiento se realiza mediante giros alrededor de un eje vertical y otro horizontal, existiendo otros tipos de movimientos relativos, pero siempre, el vector unitario normal \vec{n} al plano de abertura, tiene que coincidir con la dirección de los rayos solares incidentes definida por el vector unitario \vec{s} .

El ángulo θ tiene una gran importancia en este tipo de colectores, por cuanto de él depende el valor de I_s que es la energía incidente por unidad de superficie sobre el concentrador reflector, de valor:

$$I_s = I_0 \cos \theta$$

Según sea el tipo de orientación y movimientos del colector necesarios para conseguirla, tendremos diversos valores para el ángulo θ destacando los siguientes:

a) *Colector fijo, estando el plano de abertura normal a la radiación solar directa al mediodía de los equinoccios, $\delta = 0$, por lo que:*

$$\cos \theta = \sin \phi \sin \delta + \cos \phi \cos \delta \cos \alpha$$

$$\cos \theta = \cos \phi \cos \alpha$$

b) *Giro del colector sobre un eje horizontal (Este-Oeste) con un solo ajuste diario, de forma que la nor-*

mal \vec{n} al plano de abertura coincida con la componente directa de la radiación solar definida por el vector \vec{s} , al mediodía de cada día del año; ésto implica que $\alpha = 0$, por lo que:

$$\cos \alpha = \sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \theta$$

$$\cos \alpha = \sin^2 \delta + \cos^2 \delta \cos \theta$$

c) *Giro sobre un eje horizontal (Este-Oeste) con ajuste continuo de la altura del Sol*, formando los vectores \vec{n} y \vec{s} un plano normal al de abertura de la superficie A_s

$$\cos \alpha = \sqrt{1 - \cos^2 \delta \sin^2 \theta}$$

d) *Giro sobre un eje horizontal (Norte-Sur) con ajuste continuo de la orientación*

$$\cos \alpha = \sqrt{(\sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \theta)^2 + \cos^2 \delta \sin^2 \theta}$$

e) *Giro sobre un eje paralelo al eje de la Tierra, con ajuste continuo,*

$$\alpha = 0, \quad \theta = 0 \quad \cos \alpha = \cos \delta$$

f) *Giro sobre dos ejes perpendiculares, con ajuste continuo del seguimiento del Sol, de forma que siempre se cumpla que $\vec{n} = \vec{s}$,*

$$\cos \alpha = 1$$

por lo que $I_s = I_0$ y los rayos solares inciden en todo momento normalmente al plano de abertura, paralelos al plano de simetría del colector.

IV.4.- ESTIGMATISMO

Si se considera un punto luminoso A que envía sobre un espejo un haz divergente de radiación cónico de vértice A', se puede admitir que el espejo proporciona del punto luminoso A una imagen A'. Como el haz cónico es convergente, A' es la imagen real de A. Si consideramos sólo imágenes reales, mediante el proceso inverso, un punto luminoso situado en A' proporcionaría una imagen en el punto A, por lo que los dos puntos A y A' son conjugados con relación al sistema óptico, es decir, éste es estigmático para el par de puntos A y A'.

Si se considera un espejo esférico cóncavo, (la superficie reflectante mira hacia el centro de curvatura C de la esfera) y de él un casquete, el polo S de éste es el vértice del espejo y el eje (CS) es el eje principal o eje de simetría del espejo. Un haz de rayos luminosos paralelos a (CS) se transforma, después de la reflexión, en un haz convergente en un punto F del eje principal que se llama *foco imagen* y se dice que F es la imagen del punto del infinito sobre el eje principal del espejo; recíprocamente, todo rayo incidente que pase por F se refleja paralelamente al eje.

Para un espejo esférico, F está en la mitad de (CS) y la distancia (CF) = f , es la distancia focal, Fig IV.5. El plano perpendicular al eje que pasa por F es el plano focal imagen. Un rayo luminoso que pase por el centro se refleja sobre sí mismo. Un espejo esférico no proporciona una imagen satisfactoria de un objeto, salvo que:

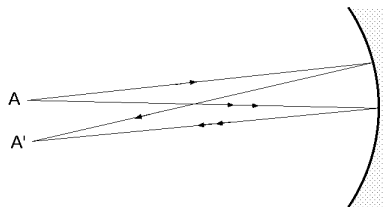


Fig IV.4.- Estigmatismo

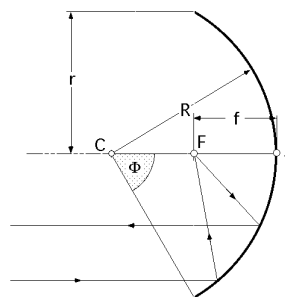


Fig IV.5.- Ángulo y radio de apertura; distancia focal

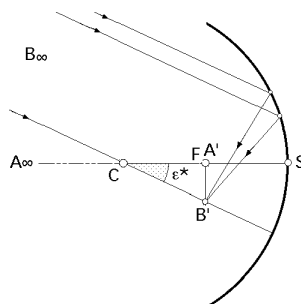


Fig IV.6.- Construcción de la imagen de un objeto en el infinito

- El espejo sea de pequeña apertura
- El objeto sea plano, pequeño, perpendicular al eje principal y centrado sobre él
- Las dimensiones del objeto y la apertura del espejo son tales que todos los rayos luminosos están centrados; en estas circunstancias se dice que el espejo trabaja en condiciones de aproximación de Gauss.

Para la construcción geométrica de la imagen de un objeto perpendicular al eje principal del espejo y situado en el infinito, en nuestro caso el Sol, se parte de lo siguiente,

El plano objeto, el Sol, está en el infinito y su imagen en el plano focal; si el punto A del centro del disco solar coincide con el eje principal del espejo, su imagen reflejada estará en F. Para un punto B perteneciente a la circunferencia del disco solar, fuera del eje principal del espejo, cuya línea soporte pasa por C, forma un ángulo ϵ^ (pequeño) con el eje principal y su imagen está en el punto de intersección del plano focal y el eje secundario (B'C), apareciendo esta imagen en posición invertida.*

En el triángulo (CA' B') se tiene que, $(A' B') = (CA') \operatorname{tg} \epsilon^* = \frac{(CS)}{2} \epsilon^* = \frac{R}{2} \epsilon^*$

Ejemplo : El diámetro aparente del Sol es de, $\epsilon = 32'$, ó $\frac{32 \times 3}{10000}$ rad

El diámetro de la imagen solar dada por un espejo cóncavo de 1 m de radio es:

$$(A' B') = \frac{R}{2} \epsilon = \frac{1000}{2} \frac{32 \times 3}{10000} = 0,48 \text{ cm}$$

IV.5.- CONSIDERACIONES GEOMÉTRICAS SOBRE EL COLECTOR DE SUPERFICIE REFLECTANTE ESFÉRICA

En una superficie reflectante esférica, los rayos solares reflejados son tangentes a una superfi-

cie de revolución que se conoce como cáustica. Si se supone un rayo luminoso que incide sobre el espejo esférico de centro C en el punto P, Fig IV.7, el rayo reflejado es tangente a la cáustica en el punto M y corta a la línea (CS) en el punto A' y al plano focal en A.

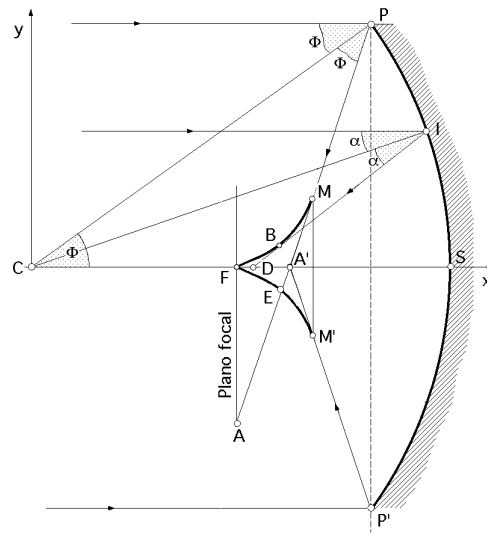


Fig IV.7.- Cáustica de un espejo esférico

Las distancias (FA') y (FA) caracterizan, respectivamente, las variaciones longitudinal y transversal de la aberración esférica.

Para calcular (FA') y (FA) se define un ángulo α que es el ángulo de abertura del espejo; teniendo en cuenta las leyes de la reflexión, el triángulo (CPA') es isósceles, por lo que:

$$(CA') = \frac{R}{2 \cos \alpha}$$

$$(FA') = \frac{R}{2} \left(\frac{1}{\cos \alpha} - 1 \right)$$

y como el ángulo (CPA') vale 2α , resulta:

$$(FA) = \frac{R}{2} \left(\frac{1}{\cos \alpha} - 1 \right) \operatorname{tg} 2\alpha$$

Si consideramos $\alpha = 45^\circ$:

$$(FA') = 0,21 R ; (FA) = 0,21 R \operatorname{tg} 90^\circ =$$

que significa que para esta situación, la imagen se extendería indefinidamente sobre el plano focal.

Si por los puntos 1, 2, 3, 4, 5, situados sobre el eje (CS) hacemos pasar unos planos perpendiculares a dicho eje, se obtiene la visualización energética en la que las zonas sombreadas son regiones situadas entre las dos zonas de la cáustica, en las que la acumulación de luz reflejada es más intensa, Fig IV.8.

El círculo de radiación mínima por el que pasan todos los rayos reflejados por el espejo se corresponde con la posición 3 y se conoce como círculo de difusión menor.

La distribución de la luminosidad sobre este círculo es un poco compleja por cuanto presenta tres máximos.

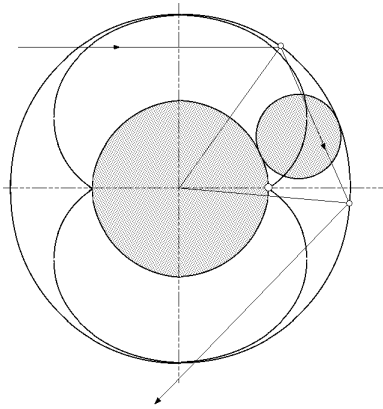


Fig IV.9.- Nefroide

La ecuación de la meridiana de la cáustica, envolvente de la recta (ID), se obtiene derivando la anterior respecto a θ , obteniéndose:

$$2x \cos 2\theta + 2y \sin 2\theta - R \cos \theta = 0$$

Su intersección nos da,

$$x = \frac{R}{2} \cos (1 + 2 \sin^2 \theta)$$

$$y = R \sin^3 \theta$$

que son las ecuaciones de una curva unicursal de 6º grado, llamada *nefroide* Fig IV.9, que es una epicicloide con dos

puntos de retroceso engendrada por la rodadura sin deslizamiento de una circunferencia de radio $R/4$ sobre otra circunferencia de radio $R/2$ concéntrica con el espejo.

El rayo reflejado tangente a la cáustica en el punto extremo M tiene otro punto E sobre la nefroide. Si E es el más próximo a F le corresponde un valor de θ relativamente pequeño, por cuanto a F le corresponde el valor $\theta = 0$.

Para hallar este punto sustituimos los valores de (x, y) anteriores en la ecuación del rayo reflejado, es decir:

$$x \sin 2\theta - y \cos 2\theta - R \sin \theta = 0$$

$$\frac{R}{2} \cos (1 + 2 \sin^2 \theta) \sin 2\theta - R \sin^3 \theta \cos 2\theta - R \sin \theta = 0$$

$$\frac{\cos (1 + 2 \sin^2 \theta) \sin 2\theta}{2} = \sin^3 \theta \cos 2\theta + \sin \theta = 0$$

Sustituyendo $\cos \theta$ y $\cos 2\theta$, en función de $\sin \theta$ y $\sin 2\theta$, respectivamente y ordenándola en $\sin \theta$, se obtiene:

$$\sin^6 \theta + 2 \sin^3 \theta \sin 2\theta - 4 \sin^3 \theta \sin^3 \theta - 3 \sin^2 \theta \sin^2 2\theta + 3 \sin^2 \theta \sin^4 \theta + \sin^4 \theta = 0$$

y como el rayo reflejado es tangente a la cáustica, esta ecuación admite la raíz doble:

$$\sin \theta = \sin 2\theta$$

Dividiendo la ecuación anterior por $(\sin \theta - \sin 2\theta)^2$, resulta:

$$\sin^4 \theta + 2 \sin^3 \theta \sin 2\theta + 3 \sin^2 \theta \sin^2 2\theta + 2 \sin \theta \sin^3 2\theta + \sin^2 2\theta = 0$$

y si θ es muy pequeño, el binomio

$$\sin^4 \theta + 2 \sin^3 \theta \sin 2\theta$$

se puede despreciar, por lo que en primera aproximación se obtiene una ecuación de 2º grado en $\sin \theta$, de la forma:

$$3 \operatorname{sen}^2 \theta - \operatorname{sen}^2 \theta + 2 \operatorname{sen} \theta \cos \theta + \cos^2 \theta = 0$$

$$\operatorname{sen} \theta = \frac{-1 \pm \sqrt{1 - 3 \operatorname{sen}^2 \theta}}{3 \operatorname{sen} \theta}$$

$$\operatorname{sen} \theta < \frac{1}{\sqrt{3}} ; \theta < 35^\circ$$

es decir, si el ángulo de abertura del espejo es demasiado grande, los rayos incidentes que caen cerca del borde del espejo, al reflejarse sobre la cáustica, lo hacen muy lejos del punto F y, por lo tanto, se reflejarían dos veces sobre el espejo.

Si se fija el ángulo θ la ecuación de 4º encontrada se puede resolver; suponiendo $\theta = 30^\circ$, se obtiene:

$$\operatorname{sen}^4 \theta + \operatorname{sen}^3 \theta + 0,75 \operatorname{sen}^2 \theta + \operatorname{sen} \theta + 0,25 = 0$$

cuyas soluciones son, $\operatorname{sen} \theta = -0,3 ; \theta = -17,45^\circ$
 $\operatorname{sen} \theta = -1 ; \theta = -90^\circ$, que no tiene sentido

El radio del círculo de menor difusión es, $R \operatorname{sen}^3 \theta$

El radio de abertura del espejo es, $R \operatorname{sen} \theta$

El factor de concentración medio, ya que la imagen no está definida uniformemente, es:

$$C = \frac{A_a}{A_r} = \frac{R^2 \operatorname{sen}^2 \theta}{R^2 \operatorname{sen}^6 \theta} = \frac{\operatorname{sen}^2 \theta}{\operatorname{sen}^6 \theta}$$

Para $\theta = 30^\circ$, resulta:

$$C = \frac{\operatorname{sen}^2 \theta}{\operatorname{sen}^6 \theta} = \frac{\operatorname{sen}^2 30}{(-0,3)^6} = 343$$

resultado que no es exacto porque no se ha tenido en cuenta el ángulo de dispersión de la luz solar, $\theta = 32'$, que produciría un engrosamiento de la cáustica.

Suponiendo que el radio de curvatura del espejo reflector es $R = 1$ m, y que el diámetro de abertura del espejo es también de 1 m, el área del círculo de menor difusión es:

$$\text{Área del círculo de menor difusión, } R^2 \operatorname{sen}^6 \theta = 1^2 (0,3)^6 = 2,29 \cdot 10^{-3} \text{ m}^2$$

Diámetro de éste círculo, 5,4 cm.

FENÓMENO DE COMA.- Hemos supuesto, por simplificar, que la dirección de los rayos solares era paralela al eje principal del reflector esférico, con ajuste continuo del seguimiento del Sol, de forma que siempre se cumple que, $\vec{n} = \vec{s}$. Pero si el espejo esférico debe permanecer fijo, aparece un nuevo tipo de aberración, de forma que la imagen reflejada sobre un plano perpendicular al eje principal no es de revolución, presentando una forma alargada y un máximo de luminosidad hacia una de sus extremidades. El conjunto presenta la forma de un cometa y de ahí el nombre de *coma* con que se conoce al fenómeno, que se acentúa contra más lejos esté del eje.

Para suprimir el defecto del coma y suponiendo una pequeña abertura del concentrador, se tiene que cumplir la condición del seno de Abbe que sólo una superficie esférica puede verificar, por lo que con un espejo esférico aislado no se podría obtener un factor de concentración muy elevado. Por esta razón, en algunos tipos de concentradores, como el del horno solar de Natick (Massachusetts, USA), se utiliza un concentrador constituido por un mosaico de pequeños espejos esféricos.

SISTEMA S.R.T.A.- El sistema SRTA consiste en un reflector esférico fijo y un colector o receptor cilíndrico móvil, centrado y orientado en todo momento en la dirección del Sol. Teniendo en cuenta la Fig IV.10, hay que determinar la abertura a dar al espejo de forma que todos los rayos incidentes al mediodía, paralelos al eje principal, le corten después de una sola reflexión.

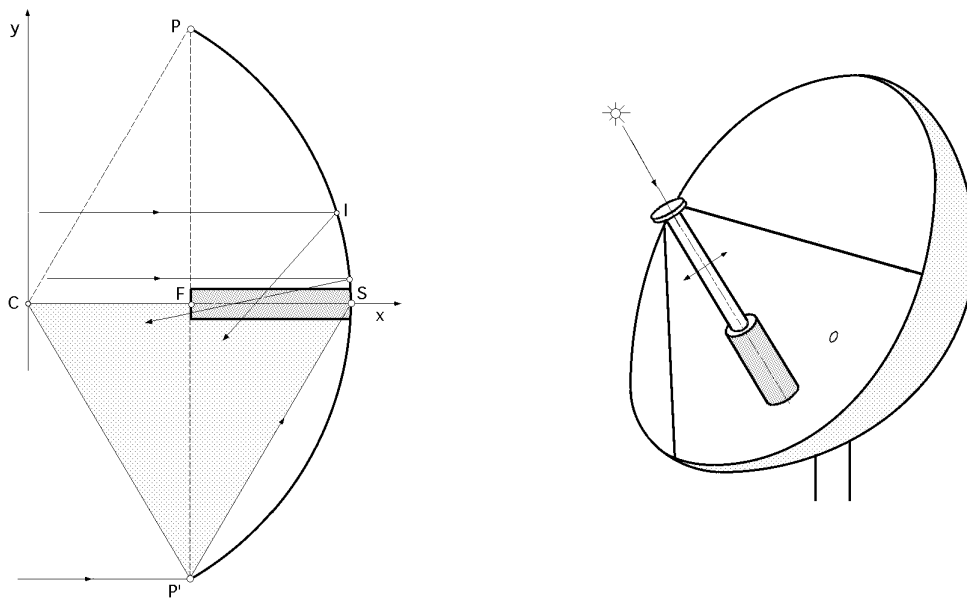


Fig IV.10.- Recepción sobre el eje del espejo del flujo solar reflejado

El rayo extremo reflejado pasa por el punto S y si P' es el punto de incidencia, el triángulo (CSP') es isósceles; para un ángulo de incidencia máximo, se transforma en un triángulo equilátero y el radio de abertura correspondiente vale:

$$\frac{R}{2} \sqrt{3}$$

Los rayos incidentes paralelos al eje principal y exteriores al círculo de máxima abertura experimentan dos reflexiones antes de alcanzar al colector.

Si los rayos solares no son paralelos al eje principal por estar a otras horas distintas de las del mediodía, algunos de ellos alcanzarán dos reflexiones y otro pequeño número no cortan más al eje, por lo que hay unas pérdidas de energía del orden del 1%.

La longitud del colector cilíndrico es $\frac{R}{2}$

Para fijar las dimensiones del reflector hay que conocer el valor de la superficie de la imagen solar reflejada sobre el eje principal, que es variable, por cuanto la distancia desde los puntos de incidencia al eje es variable, siendo más grande cerca del reflector, que cerca del foco.

El camino mínimo (SF) de los rayos reflejados es $\frac{R}{2}$

El diámetro de la imagen solar varía entre, $d_{\text{máx}} = R$ y $d_{\text{mínimo}} = \frac{Re}{2}$, con, $\theta = 32'$.

El camino máximo (P'S) de los rayos reflejados es R

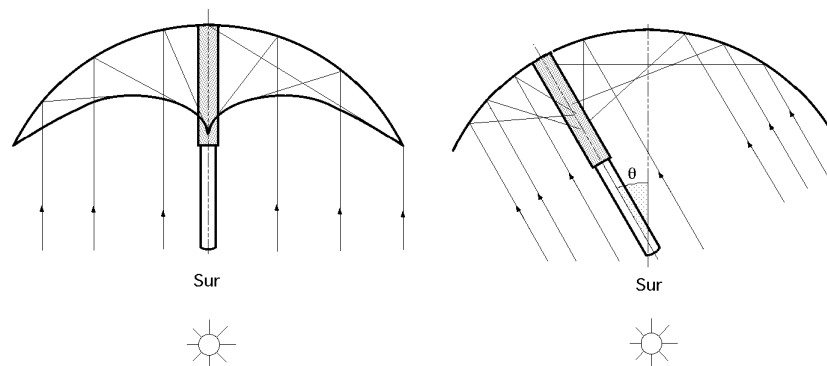


Fig IV.11.- Posiciones del colector del sistema SRTA para cuando el eje del espejo coincide con los rayos solares incidentes (incidencia normal) y para cuando no coinciden

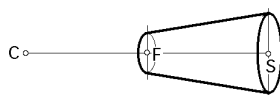


Fig IV.12.- Superficie luminosa a lo largo del eje principal

La superficie luminosa a lo largo del eje principal formada por la superposición de todas las imágenes parciales del Sol es, aproximadamente, cónica; su superficie es:

$$A = \frac{R}{2} \left(\frac{R}{2} + \frac{R}{2} \right) = \frac{3}{8} R^2$$

mientras que el área de interceptación de la radiación solar es, aproximadamente:

$$A' = \frac{R \sqrt{3}}{2} \cos \theta = \frac{3}{4} R^2 \cos \theta$$

siendo θ el ángulo de incidencia de los rayos solares.

Se puede definir un factor de concentración para cada instante del día de la forma, $C = \frac{A'}{A}$ y un factor de concentración medio:

$$C = \frac{1}{s} \int_0^s C \, ds$$

El colector debe tener un diámetro mayor que el valor teórico para compensar errores de dirección, estado superficial reflectante, absorción de radiación difusa, etc.

Un ejemplo de colector de estas características está instalado en Boulder, Colorado, a 2400 m de altitud, de 10 m de diámetro, con superficie reflectante de aluminio pulido, orientación Sur, inclinado 55° sobre el horizonte. El colector tiene 2,7 m de longitud y está formado por un serpentín de cobre ennegrecido de 1,2 cm de diámetro y protegido por una cubierta de cristal.

Genera vapor de agua a baja presión, que condensa en un depósito de almacenamiento de 11 m^3 , que con-

tiene ladrillos de aluminio para almacenar la energía para la noche y para los días sin sol, hasta un máximo de 5 días consecutivos.

También puede producir vapor sobrecalentado a 200°C que acciona una turbina para generar electricidad

El factor de reflexión del reflector es 0,86. La constante solar 0,92 kW/m². La temperatura del agua 71°C. El coeficiente de absorción de la superficie receptora es 0,9.

IV.6.- CONSIDERACIONES GEOMÉTRICAS SOBRE EL COLECTOR PARABÓLICO DE REVOLUCIÓN

Un paraboloide de revolución se obtiene por rotación de una parábola alrededor de su eje. A continuación vamos a exponer algunas propiedades de esta curva, de aplicación en concentradores de energía solar.

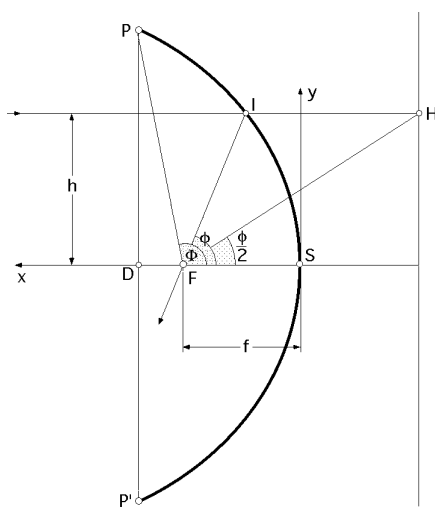


Fig IV.13.- Parábola

Un paraboloide es el conjunto de puntos situados a igual distancia de una recta fija llamada directriz y de un punto fijo F llamado foco, Fig IV.13. La intersección de la parábola y su eje es el vértice S; si se elige este vértice como origen de coordenadas, la ecuación de la parábola es:

$$y^2 = 4 f x$$

en la que f es la distancia focal (SF).

En coordenadas polares de polo F, la ecuación de la parábola es:

$$r = \frac{f}{\cos^2 \frac{\phi}{2}}$$

en la que, $\phi = 2 \arctg \frac{h}{2 f}$

El diámetro D de abertura del paraboloide y el ángulo máximo ϕ que le define, vienen relacionados por:

$$\phi = 2 \arctg \frac{D}{2 f} \quad D = 4 f \operatorname{tg} \frac{\phi}{2}$$

resultado que la superficie de abertura A_a del paraboloide es:

$$A_a = \frac{D^2}{4} = \frac{16 f^2 \operatorname{tg}^2 \frac{\phi}{2}}{4} = 4 f^2 \operatorname{tg}^2 \frac{\phi}{2}$$

El área del paraboloide se puede determinar a partir del teorema de Guldin, en la forma:

$$A = \int_0^{\phi} y \, dS = \int_0^{\phi} y \sqrt{dx^2 + dy^2} = \int_0^{\phi} y \sqrt{\left(\frac{f \operatorname{sen} \frac{\phi}{2}}{\cos^2 \frac{\phi}{2}}\right)^2 + \left(\frac{f d}{\cos^3 \frac{\phi}{2}}\right)^2} d\phi = \int_0^{\phi} y \frac{f \operatorname{sen} \frac{\phi}{2}}{\cos^2 \frac{\phi}{2}} \frac{f d}{\cos^3 \frac{\phi}{2}} d\phi =$$

$$= 2 f^2 \frac{\sin \frac{d}{2}}{\cos^4 \frac{d}{2}} = \dots = \frac{8 f^2}{3} \left(\frac{1}{\cos^3 \frac{d}{2}} - 1 \right)$$

La propiedad fundamental de un espejo parabólico es la de ser estigmático para el punto del .

El diámetro d de la imagen del disco solar es, $d = f \cdot 0,01 f$, es decir, el número que marca la distancia focal en metros es el mismo que marca la imagen solar en cm.

Se obtiene una imagen nítida del Sol si, $\frac{D}{f} < 0,1$

CALCULO DE LA CONCENTRACIÓN.- Si en el punto I del paraboloide se refleja un haz cónico de rayos solares, Fig IV.14 y si llamamos $(IF) = \epsilon$, en el plano focal se obtiene una elipse cuyos ejes son:

Eje menor, $2b = (CE) =$

Eje mayor, $2a = (CG) = \frac{f^2 \cos^2 \epsilon}{\cos \epsilon}$

Area del círculo imagen de Gauss de diámetro (MN) es, $A_1 = \frac{f^2 \cos^2 \epsilon}{4}$

Area de la elipse correspondiente, $A_2 = \pi a b = \frac{f^2 \cos^2 \epsilon}{4 \cos \epsilon}$

Si se considera un pequeño elemento (KH) del paraboloide, que se puede confundir con su tangente en I y si desde H se traza la paralela al eje de la parábola, recta (HB'), desde K la perpendicular a la recta (B'H) y desde K la perpendicular a (HF), siendo B el punto de intersección, resulta que (KH) es la bisectriz del ángulo (B'HB), por lo que $(HB) = (KB') = d$.

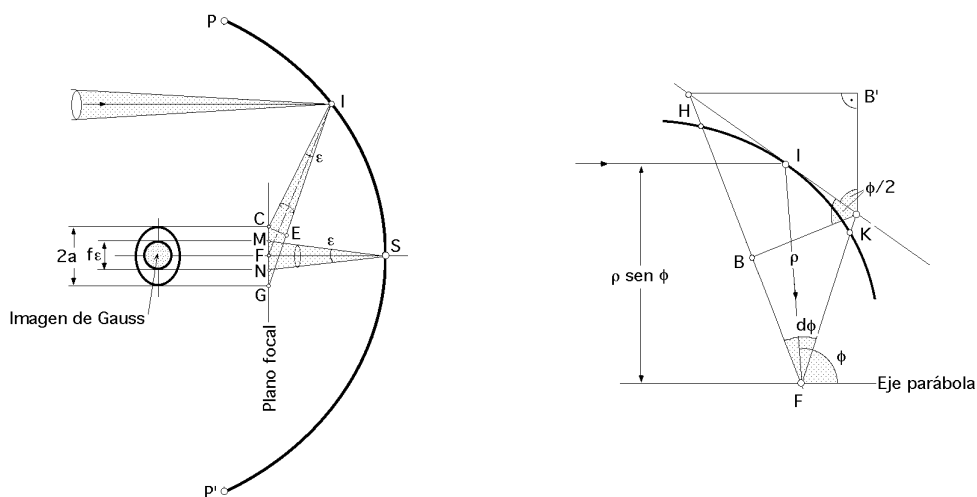


Fig IV.14.- Imágenes producidas en un concentrador parabólico

Si se hace girar el segmento elemental (KH) alrededor del eje del espejo se obtiene una corona elemental que proyectada sobre el plano focal origina un anillo elemental de área:

$$dA = 2 \pi f^2 \sin \epsilon d\epsilon$$

Si la constante solar es I_0 , la radiación recibida por el anillo en el plano de la imagen solar es:

$$dI_0 = 2 I_0^2 \sin d$$

y la fracción de energía recibida por el disco focal, es:

$$dI_{focal} = 2 I_0 f^2 \sin \cos d$$

Si llamamos D al diámetro de abertura del paraboloide de revolución y al ángulo de abertura correspondiente, la energía por unidad de superficie es:

$$I_{focal} = 2 I_0 f^2 \sin \cos d = I_0 f^2 \sin^2$$

$$\text{que se recibe en un disco de área, } A_1 = \frac{f^2}{4}$$

por lo que la densidad de energía concentrada en dicho disco es:

$$I_{disco} = \frac{I_{focal}}{A_1} = \frac{I_0 f^2 \sin^2}{\frac{f^2}{4}} = \frac{4 I_0 \sin^2}{2}$$

y el factor o índice de concentración:

$$C = \frac{I_{focal}}{I_0} = \frac{4 \sin^2}{2}$$

Para un ángulo de abertura máximo, $\theta = 90^\circ$:

$$C = \frac{4 \sin^2 90}{2} = \frac{4 \times 10000^2}{(32 \times 3)^2} = 43400$$

y si la constante solar I_0 vale 1 kW/m², para un espejo con una distancia focal de 1 m, la superficie de la imagen de Gauss es:

$$A_1 = \frac{1 \left(\frac{32 \times 3}{10000} \right)^2}{4} = 7,23 \cdot 10^{-5} \text{ m}^2 = 0,723 \text{ m}^2$$

y la energía recibida por el disco:

$$I_{discoimagen} = C A_1 I_0 = 43400 \times 0,723 \text{ m}^2 \times 1 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2} = 3,13 \text{ kW}$$

PÉRDIDAS ENERGÉTICAS DEBIDAS A LA GEOMETRÍA DE LA PARÁBOLA.- Si definimos la eficiencia del espejo como la relación entre la energía del círculo imagen de Gauss y la energía incidente recibida por la superficie de abertura normal a los rayos solares:

$$= \frac{I_0 f^2 \sin^2}{I_0 4 f^2 \tan^2 \frac{\theta}{2}} = \cos^4 \frac{\theta}{2}$$

y para, $\theta = 90^\circ$, $\cos^4 \frac{\theta}{2} = 1/4$, por lo que el círculo imagen de Gauss no recibe más que la 4ª parte de la radiación incidente.

CONCENTRACIÓN EFECTIVA.- En lo anterior se ha supuesto que el concentrador paraboloide de revolución es perfecto y que no existe ningún tipo de obstáculo entre él y el Sol; pero la realidad es que en la concentración influyen una serie de factores que disminuyen la energía disponible sobre el plano focal.

Estas pérdidas son debidas a:

- La reflexión
- La absorción
- Las irregularidades geométricas de la superficie reflectora
- La sombra de las monturas
- El soporte del horno
- Las imperfecciones de orientación, etc

de forma que pueden llegar a adquirir una importancia considerable si se pretende obtener concentraciones elevadas.

En general, un horno solar se compone de dos tipos de espejos, uno parabólico fijo que concentra energía en el foco y otro plano que reenvía el haz de rayos solares a la zona de máxima temperatura, con lo que se tienen dos espejos con las pérdidas correspondientes. Para los espejos recubiertos con plata o aluminio, las pérdidas son del orden del 10% para cada uno, en total un 20%. Las demás pérdidas son difíciles de evaluar, pero se pueden cuantificar entre un 30% y un 70%, según el tipo de construcción.

La relación entre la energía obtenida y la calculada a partir del factor de concentración es el factor del horno F, que en las mejores condiciones no es superior a 0,6, para factores de concentración del orden de 20000.

TEMPERATURAS OBTENIDAS EN UN HORNO SOLAR.- La energía recibida en el plano focal del espejo parabólico es absorbida por el sistema que se va a calentar, de forma que su temperatura aumenta debido a la conducción y radiación.

La energía concentrada por unidad de superficie es, $C I_0$, y si el horno se asimila a un cuerpo negro se puede admitir que toda esta energía se absorbe, por lo que:

$$C I_0 = T^4$$

Si $I_0 = 1 \text{ kW/m}^2$, $C = 20000$, se obtiene una temperatura absoluta del orden de $T = 4300^\circ\text{K}$, pero al no ser el cuerpo negro y tener presentes las pérdidas por conducción, esta temperatura no sobrepasa los 4100°K .

Debido a las densidades de energía disponibles, la obtención de las temperaturas citadas puede ser muy rápida; un cuerpo mal conductor y muy absorbente necesita 0,5 segundos para ponerse a 2700°C y 3 segundos si su poder emisivo es 0,4 (óxidos refractarios). Para los metales, la conductividad y el estado superficial hacen que el proceso sea más lento, del orden de 7 segundos.

IV.7.- CONSIDERACIONES GEOMÉTRICAS SOBRE LOS COLECTORES CILINDRICO-PARABOLICOS

La *superficie de abertura del concentrador*, es el área del mismo proyectada sobre un plano normal al plano de simetría. Para un colector cilíndrico parabólico es un rectángulo de dimensiones la

anchura y longitud de la superficie reflectante.

Si se considera un haz de rayos luminosos de abertura ϵ incidente en el punto I del cilindro, el haz reflejado corta al plano normal en el eje de la parábola básica que define el perfil del cilindro, según una elipse de eje mayor (AB). En primera aproximación se puede admitir que el foco F de la parábola que pasa por el punto I es el centro de ésta elipse.

Si ahora se considera un haz incidente de ángulo ϵ cuyo eje pasa por el vértice de la parábola I', que coincide con el haz reflejado, $\vec{n} = \vec{s}$, la imagen sobre el plano focal será un círculo de Gauss.

Si el punto de incidencia I' sobre el reflector se mueve a lo largo de la línea (I'I''), el círculo de Gauss se traslada a lo largo de un rectángulo de longitud H y anchura, $f \epsilon$, limitado por dos semicírculos de radio, $\frac{f \epsilon}{2}$, siendo f la distancia focal de la parábola.

Si, $f \epsilon$, es pequeño con relación a H, se puede admitir que la superficie del rectángulo es, $H f \epsilon$, Fig IV.15.

Los lados de este rectángulo cortan a la elipse en los puntos C, D, E, F y al eje Ox en A' y B'.

Para calcular el área de la parte sombreada (ECDGE), los ejes mayor (AB) y menor (MN) de la elipse son:

$$(AB) = 2a = \frac{f \epsilon}{\cos \epsilon}$$

$$(MN) = 2b =$$

La superficie elemental sombreada A_1 vale, aproximadamente:

$$A_1 = f \epsilon \times \epsilon = f \epsilon^2$$

y la superficie de la elipse (ACDBGE) es:

$$A_2 = \frac{f^2 \epsilon^2}{4 \cos \epsilon}$$

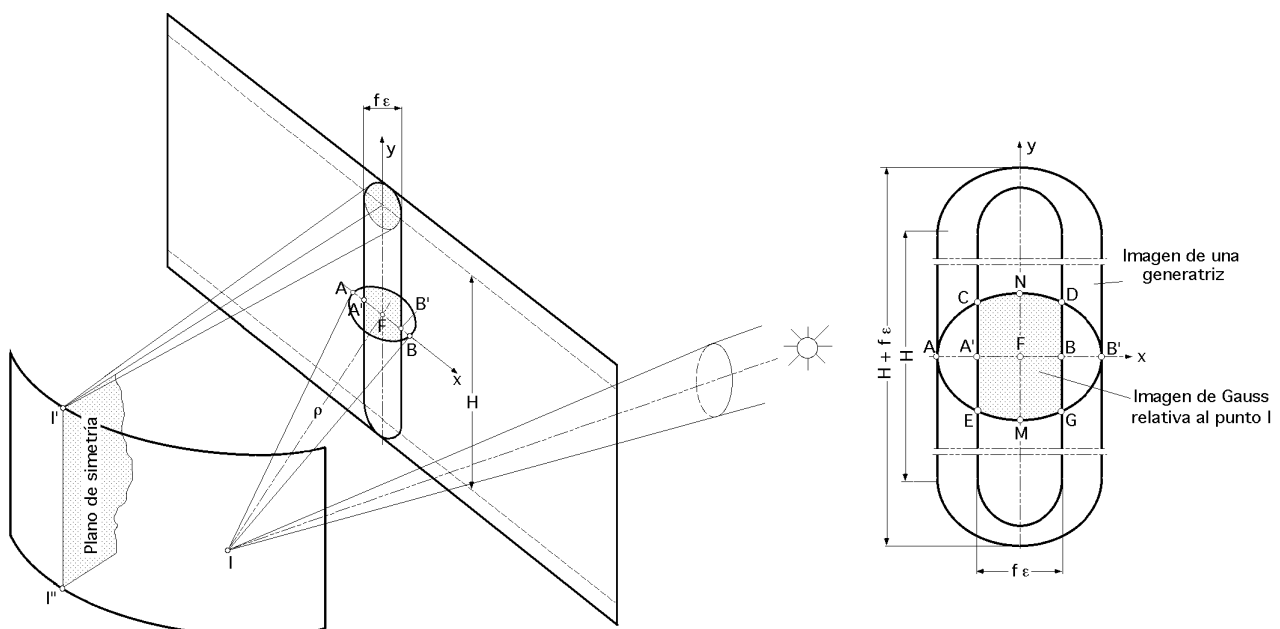


Fig IV.15.- Cálculo de la concentración producida por el concentrador cilíndrico parabólico

con

$$= \frac{A_1}{A_2} = \frac{f^2}{2^2} = \frac{4 f \cos}{2}$$

Para el ángulo d , la imagen total elemental es:

$$dA_1 = H \quad d$$

y la imagen de Gauss:

$$dA_2 = H \quad d$$

y si I_0 es la constante solar, la energía que incide sobre un espejo de ángulo de abertura es:

$$I_{focal} = 2 I_0 H \quad d = 2 I_0 H \quad \frac{4 f \cos}{2} d = \frac{8 I_0 H f}{2} \cos d = \frac{8 I_0 H f \sin}{2}$$

El factor de concentración es:

$$C = \frac{\text{Energía en la superficie de Gauss}}{\text{Energía en la elipse de Gauss}} = \frac{8 I_0 H f \sin}{I_0 H f} = \frac{8 \sin}{1}$$

que nos da una idea del orden de magnitud disponible.

La concentración maximal se obtiene para, $\theta = 90^\circ$ y vale:

$$\frac{8}{\sin 32^\circ} = \frac{8}{0.53} = 15.1$$

La temperatura máxima que se puede obtener sobre un cuerpo negro situado en la línea focal del espejo sería del orden de 1200°C.

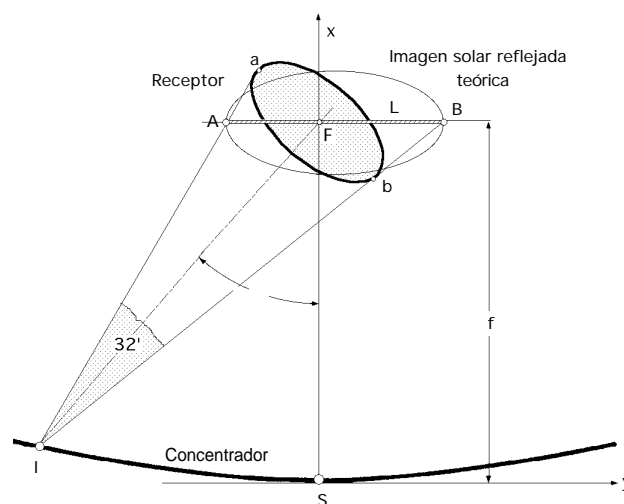


Fig IV.16.- Imagen reflejada teórica del Sol en un colector cilíndrico parabólico

Otra forma de obtener las dimensiones de las imágenes solares reflejadas sobre el plano focal, consiste en suponer que el concentrador, Fig IV.16, refleja sobre un receptor plano y normal al eje

del concentrador, de longitud L ; el diámetro de la imagen solar sobre el receptor (ab) que se ve desde el punto P , viene dada por:

$$(ab) = 2 \operatorname{tg} 16'$$

$$\text{siendo la longitud, } L = \frac{(ab)}{\cos} = \frac{2 \operatorname{tg} 16'}{\cos}$$

Si el perfil del concentrador es parabólico y la distancia (SF) es la distancia focal f , se puede definir ésta como:

$$y^2 = 4 f x$$

$$\text{En el punto I se tiene que, } \begin{aligned} x_1 &= f - \cos^2 \operatorname{sen}^2 \\ y_1 &= \operatorname{sen}^2 \end{aligned} \quad 2 \operatorname{sen}^2 = 4 f (f - \cos^2)$$

$$2 + \frac{4 f \cos}{\operatorname{sen}^2} - \frac{4 f^2}{\operatorname{sen}^2} = 0 \quad = \frac{2 f (1 - \cos^2)}{\operatorname{sen}^2} = \frac{2 f}{1 + \cos}$$

lo que permite hallar el tamaño de la imagen solar teórica reflejada sobre el receptor para $f_{\text{máx}}$.

Las dimensiones mínimas del receptor son:

$$L = \frac{2 \operatorname{tg} 16'}{\cos} = \frac{4 f \operatorname{tg} 16'}{\cos (1 + \cos)}$$

Mediante la distancia focal f se determina el tamaño de la imagen solar reflejada y mediante la superficie de abertura A_a la energía total que puede concentrar, por lo que el flujo de energía en el foco receptor será función de la relación, $\frac{A_a}{f}$.

ENERGÍA ÚTIL SOBRE EL RECEPTOR; PÉRDIDAS TÉRMICAS.- Vamos a considerar un concentrador cilíndrico parabólico (CCP); un balance energético del mismo, en la posición x permitirá determinar la ganancia útil q_u del colector por unidad de superficie de abertura según se muestra en la Fig IV.17:

$$q_u = I_s \left(\frac{A_r}{A_a} \right) - U_c (T_{r,x} - T_a) \frac{A_r}{A_a}$$

y si todo el receptor está a una temperatura uniforme T_r la ganancia útil total será:

$$Q_u = q_u A_a = A_a I_s \left(\frac{A_r}{A_a} \right) - U_c A_r (T_r - T_a)$$

siendo:

- A_a la superficie de abertura del colector, sin sombras

- A_r la superficie del receptor

- $\beta = A_a/A_r$, el factor de concentración que permite obtener flujos de energía comparables a los de cualquier intercambiador industrial convencional.

- ρ es la reflectancia especular de la superficie reflectora
- F es la fracción de energía reflejada que es interceptada por el receptor y que constituye el factor de interceptación
- I_s es la radiación solar directa normal al plano de abertura del concentrador
- $U_c (T_r - T_a)$, son las pérdidas térmicas por unidad de superficie del receptor hacia el exterior; T_r es la temperatura media del receptor y T_a es la temperatura del medio exterior. Estas pérdidas se reducen al aumentar el factor de concentración, $\frac{A_a}{A_r}$.

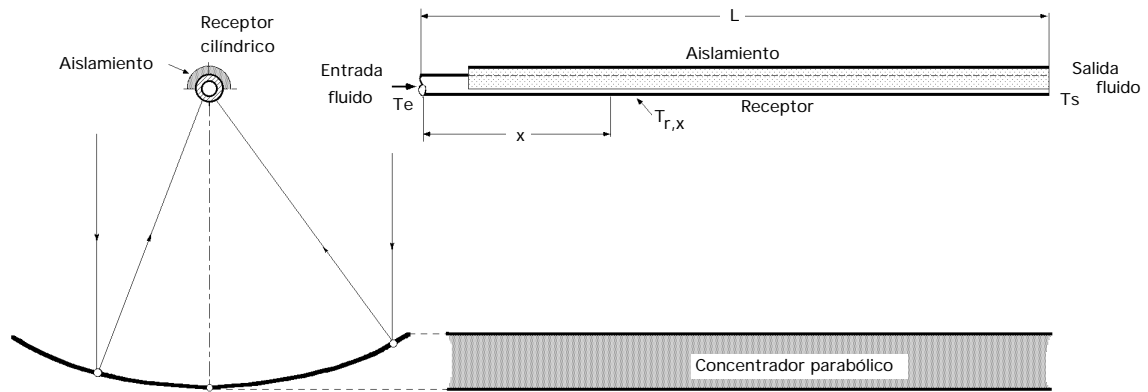


Fig IV.17.- Balance energético en un colector cilindrico-parabólico

En la Fig IV.18, la curva de *límite inferior* representa los niveles de concentración en los que las pérdidas térmicas son iguales a la energía absorbida, mientras que los niveles superiores dan una ganancia útil.

La zona rayada se corresponde con eficiencias del colector del orden del 40% al 60% y representa el campo de funcionamiento normal; también se indica el campo en el que se pueden utilizar determinados tipos de reflectores. Cuanto menor sea la superficie del receptor, las pérdidas térmicas serán también menores; si ésta superficie receptora fuese puntual, las pérdidas térmicas serían cero; de esto se deduce que la ganancia de energía útil y las curvas de eficiencia se acercan a medida que se reducen las pérdidas térmicas.

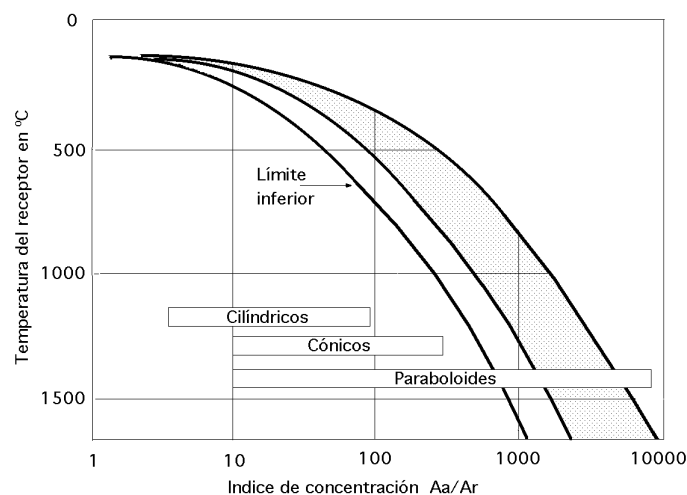


Fig IV.18.- Relaciones entre el nivel de concentración y temperaturas de funcionamiento del receptor

PÉRDIDAS ÓPTICAS.- La reflectancia especular se define como la fracción de energía solar directa incidente que se refleja hacia el receptor según las leyes de la reflexión, de forma que el ángulo de incidencia y el reflejado, ambos respecto a la normal en un punto cualquiera de la superficie reflectora, sean iguales; las pérdidas por reflexión son de la forma, $1 - \rho$.

Se consigue una reflectancia elevada utilizando depósitos metálicos o pinturas sobre sustratos metálicos o sobre cristal. En colectores cilíndrico parabólicos (CCP) se suelen utilizar láminas de aluminio anodizado, o también películas de plástico metalizadas en vacío, como películas de poliéster aluminizado, que permiten obtener unos valores altos de la reflectividad durante grandes períodos de funcionamiento del colector. La transmitancia y la absortancia tienen el mismo significado que en los colectores de placa plana, aunque sus valores difieren, dado que las condiciones de diseño también son diferentes pudiendo considerar las siguientes:

a) Los concentradores no tienen cubiertas y no influye en el balance energético, $\rho = 1$

b) Si el receptor es de cavidad, el valor de ρ tiende a la unidad, con una emitancia elevada.

c) ρ y α dependen del ángulo medio de incidencia; para un diseño concreto, tiene que ser inferior a 60° .

d) El factor de interceptación F representa la fracción de energía reflejada en el concentrador, que es interceptada a su vez por el receptor de energía; éste factor F es una propiedad del concentrador y de su sistema de orientación al producir la imagen solar y del receptor y de su posición en el colector, al interceptar una parte de dicha imagen solar.

Las pérdidas correspondientes son de la forma, $1 - F$

La distribución del flujo solar se puede considerar como una función de la posición dentro del área A_R del receptor, Fig IV.19.

El área bajo la curva de distribución es la energía reflejada en el plano focal. Si el receptor tiene una anchura, $(AB) = 2a$, la energía interceptada viene dada por el área sombreada entre A y B, pudiéndose poner el valor de F como:

$$F = \frac{\int_{-a}^{+a} I(a) da}{\int_{-\infty}^{+\infty} I(a) da}$$

Condiciones análogas se pueden aplicar al caso de concentradores de revolución.

El rendimiento óptimo de un colector se obtiene con un factor F determinado menor que la unidad; la optimización del tamaño del receptor proporciona una ganancia máxima de energía útil, reduciéndose al máximo las pérdidas ópticas y aumentando las pérdidas térmicas, mientras que, para un receptor pequeño, implica pérdidas térmicas bajas y pérdidas ópticas altas.

En consecuencia, un dimensionado adecuado del receptor implica el tener que compaginar ambos tipos de pérdidas de energía.

La distribución del flujo solar teórico reflejado por un receptor parabólico, sobre una superficie tangente al receptor, de forma que la normal a esta superficie coincida con el eje del haz reflejado, viene dada por la Fig IV.19; la distorsión de la distribución real frente a la ideal, puede ser debida a los siguientes factores:

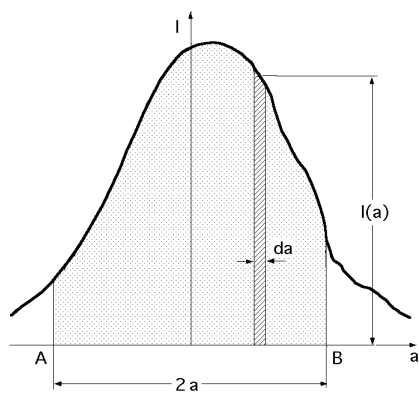


Fig IV.19.- Energía interceptada por el receptor

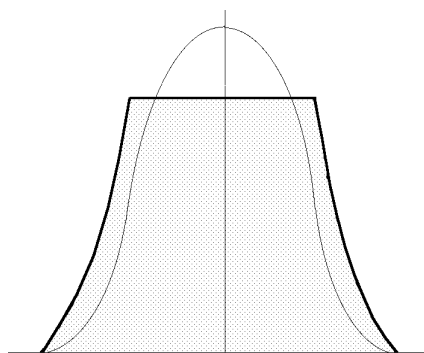


Fig IV.20.- Distribución del flujo solar teórico sobre una superficie normal al eje del reflector

a) Irregularidades en la superficie del reflector que provocan una dispersión y difuminación de la imagen solar sobre el receptor.

b) Errores en la orientación del colector, que amplifican y desplazan la imagen solar sobre el receptor.

c) Errores de tipo constructivo que originan una posición incorrecta de la imagen solar sobre el receptor.

La eficiencia óptica del colector se define como, F ().

DISTRIBUCIÓN DEL FLUJO NORMAL SOBRE EL RECEPTOR.- CONCENTRADORES (CP).- La distribución del flujo teórico normal, (línea de trazos en la Fig IV.20), se puede poner en la forma:

$$I = I_{\text{máx}} e^{-h^2 \left(\frac{a}{W}\right)^2} = \left| I_{\text{máx}} = \frac{1}{\sqrt{2}} = \frac{h}{W\sqrt{2}} \right| = \frac{h}{W\sqrt{2}} e^{-h^2 \left(\frac{a}{W}\right)^2}$$

en la que:

I , es la densidad del flujo de radiación

$I_{\text{máx}}$, es la densidad de flujo máximo en la línea central

h , es el coeficiente normal de distribución de flujo

$2a$, es la longitud característica del receptor (anchura)

$2W$, es la longitud característica del concentrador, es decir, la anchura del plano de abertura del mismo

, es la desviación standard de la curva de distribución normal

Para una distribución simétrica el factor F de interceptación viene dado por:

$$F = \frac{\int_0^{\frac{ha}{W}} e^{-\left(\frac{ha}{W}\right)^2} d\left(\frac{ha}{W}\right)}{\int_0^{\frac{ha}{W}} e^{-\left(\frac{ha}{W}\right)^2} d\left(\frac{ha}{W}\right)} = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^{\frac{ha}{W}} e^{-\left(\frac{ha}{W}\right)^2} d\left(\frac{ha}{W}\right)$$

Los valores de F se obtienen mediante la Tabla de valores de la función de error de Gauss, Tabla IV.1, definida en la forma:

$$G(u) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^u e^{-u^2} du = F, \text{ en la que, } u = \frac{ha}{W}$$

Tabla IV.1.- FUNCIÓN DE ERROR DE GAUSS

u	G(u)	u	G(u)	u	G(u)	u	G(u)	u	G(u)
0,00	0,00000	0,46	0,48466	0,92	0,80677	1,38	0,94902	1,84	0,99074
0,02	0,02256	0,48	0,50275	0,94	0,81627	1,40	0,95228	1,86	0,99147
0,04	0,045110	0,50	0,52050	0,96	0,82542	1,42	0,95538	1,88	0,99216
0,06	0,06762	0,52	0,53790	0,98	0,83423	1,44	0,95830	1,90	0,99279
0,08	0,09008	0,54	0,55494	1,00	0,84270	1,46	0,96105	1,92	0,99338
0,10	0,11246	0,56	0,57162	1,02	0,85084	1,48	0,96365	1,94	0,99392
0,12	0,13476	0,58	0,58792	1,04	0,85865	1,50	0,96610	1,96	0,99443
0,14	0,15695	0,60	0,60386	1,06	0,86614	1,52	0,96841	1,98	0,99489
0,16	0,17901	0,62	0,61941	1,08	0,87333	1,54	0,97059	2,00	0,995322
0,18	0,20094	0,64	0,63459	1,10	0,88020	1,56	0,97263	2,10	0,997020
0,20	0,22270	0,66	0,64938	1,12	0,88079	1,58	0,97455	2,20	0,998137
0,22	0,24430	0,68	0,66278	1,14	0,89308	1,60	0,97635	2,30	0,998857
0,24	0,25670	0,70	0,67780	1,16	0,89910	1,62	0,97804	2,40	0,999311
0,26	0,26690	0,72	0,69143	1,18	0,90484	1,64	0,97962	2,50	0,999593
0,28	0,30788	0,74	0,70468	1,20	0,91031	1,66	0,98110	2,60	0,999764
0,30	0,32863	0,76	0,71754	1,22	0,91553	1,68	0,98249	2,70	0,999866
0,32	0,34913	0,78	0,73001	1,24	0,92050	1,70	0,98370	2,80	0,999925
0,34	0,36936	0,80	0,74210	1,26	0,92524	1,72	0,98500	2,90	0,999959
0,36	0,38933	0,82	0,75381	1,28	0,92978	1,74	0,98613	3,00	0,999978
0,38	0,40901	0,84	0,76514	1,30	0,93401	1,76	0,98719	3,20	0,999994
0,40	0,42839	0,86	0,77610	1,32	0,93806	1,78	0,98817	3,40	0,999998
0,42	0,44749	0,88	0,78669	1,34	0,94191	1,80	0,98909	3,60	1,000000
0,44	0,46622	0,90	0,79691	1,36	0,94556	1,82	0,98994		

DISTRIBUCIÓN DEL FLUJO NORMAL SOBRE EL RECEPTOR.- PARABOLOIDE DE REVOLUCIÓN.- Para una superficie reflectante del concentrador tipo paraboloide de revolución la función de distribución normal es:

$$\frac{I}{I_{\text{máx}}} = e^{-h^2 \left(\frac{r}{R}\right)^2}, \text{ con, } I_{\text{máx}} = \frac{1}{\sqrt{2}} = \frac{h}{R \sqrt{2}}$$

por lo que:

$$I = \frac{h}{R \sqrt{2}} e^{-\left(\frac{h r}{R}\right)^2}$$

siendo r el radio de la superficie receptora y R el radio de la superficie de abertura del concentrador.

El factor de interceptación F viene dado por:

$$F = \frac{\int_0^{\frac{r}{R}} I d\left(\frac{r}{R}\right)}{\int_0^1 I d\left(\frac{r}{R}\right)} = \frac{I_{\text{máx}} \int_0^{\frac{r}{R}} e^{-\left(\frac{h r}{R}\right)^2} 2 \left(\frac{r}{R}\right) d\left(\frac{r}{R}\right)}{I_{\text{máx}} \int_0^1 e^{-\left(\frac{h r}{R}\right)^2} 2 \left(\frac{r}{R}\right) d\left(\frac{r}{R}\right)} = 1 - e^{-\left(\frac{h r}{R}\right)^2}$$

que expresa una relación entre el factor de interceptación F y la relación entre los radios $\frac{r}{R}$ permitiendo un cálculo fácil de F para sistemas de concentración con simetría axial.

IV.8.- OTROS TIPOS DE CONCENTRADORES

EVOLVENTE DE CIRCULO.- Se han experimentado espejos reflectores cilíndricos basados en la

evolvente del círculo, en los que por definición, las normales a la evolvente son tangentes al círculo, de forma que todos los rayos incidentes sobre este reflector se reflejan hacia el círculo, Fig IV.21.

Sin embargo no se suele utilizar como un espejo único, sino que va acoplado a otro cilíndrico-parabólico que permite enviar al receptor cilíndrico los rayos que no podrían ser captados por la evolvente del círculo, Fig IV.22.

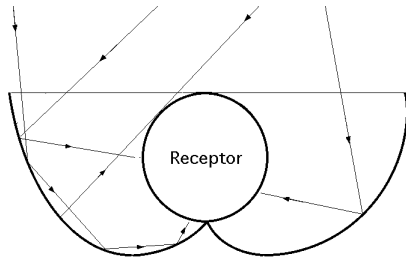


Fig IV.21.- Reflector evolvente de círculo

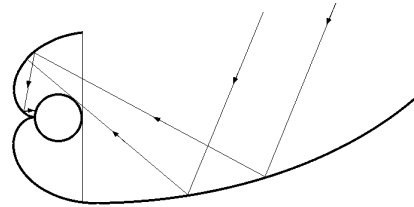


Fig IV.22.- Reflector cilíndrico parabólico acoplado a otro evolvente de círculo

CONCENTRADOR PARABÓLICO COMPUESTO.- El concentrador parabólico compuesto es un sistema en forma de barco en el que las paredes tienen un perfil determinado. Está construido de manera que no forma la imagen del Sol porque la obtención de una imagen, al menos como nosotros la hemos visto en el caso del paraboloide, es incompatible con la búsqueda de una concentración sin pérdida de energía.

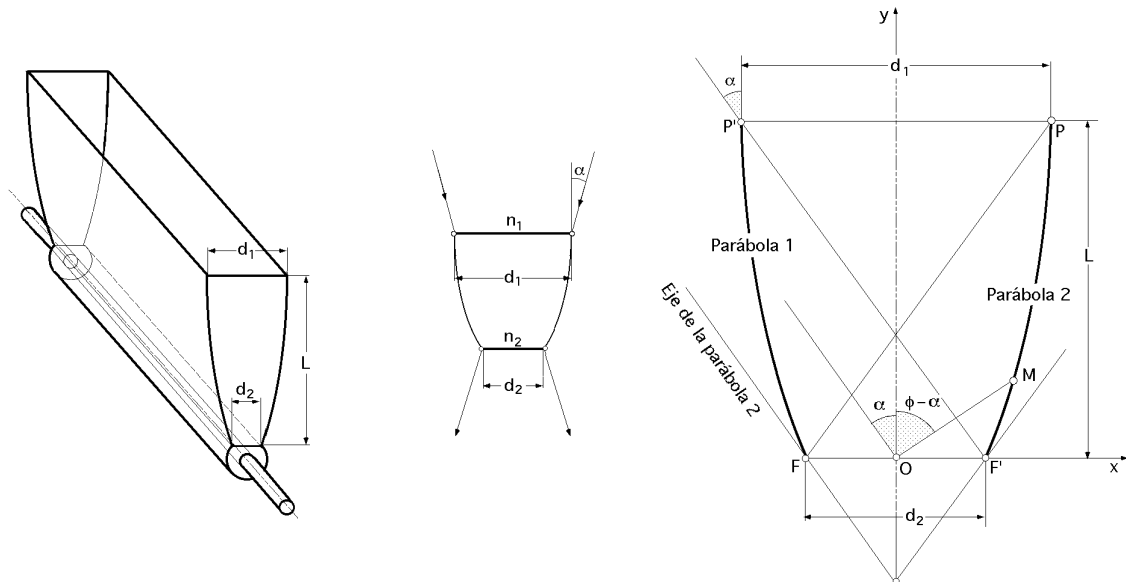


Fig IV.23.- Concentrador parabólico compuesto

Se demuestra que en un sistema constituido de una pupila de entrada de diámetro d_1 , de una pupila de salida de diámetro d_2 , si el ángulo de abertura de un haz luminoso incidente es α , el factor de concentración maximal es:

$$C = \frac{d_1}{d_2} = \frac{n_2}{n_1} \frac{1}{\sin \alpha}$$

siendo n_1 y n_2 los índices de refracción a la entrada y a la salida.

El perfil del concentrador está compuesto por dos porciones de parábola simétricos, en las que

los ejes están inclinados un ángulo θ respecto al eje de simetría, de forma que el foco de una de ellas se encuentra en el extremo de la otra.

Si se toma el punto O como origen de coordenadas, se puede comprobar que las ecuaciones del perfil en paramétricas son:

$$x = \frac{d_2 (1 + \sin \theta) \sin (\theta - \phi)}{1 - \cos \theta} - \frac{d_2}{2}$$

$$y = \frac{d_2 (1 + \sin \theta) \cos (\theta - \phi)}{1 - \cos \theta}$$

en las que ϕ es un parámetro igual al ángulo que forma el rayo (OM) con la paralela a (P'F') que pasa por el punto O.

Las tangentes en los extremos P y P' son paralelas al eje de simetría del concentrador.

La altura L del colector viene dada por:

$$L = \frac{d_1 + d_2}{2} \cot \theta$$

y para, $n_1 = n_2$, se obtiene la relación:

$$\frac{L}{d_2} = \frac{C + 1}{2} \sqrt{C^2 - 1}$$

que fija la longitud L del colector en función de C, si se conoce d_2

La longitud L es importante; si por ejemplo $d_2 = 10$ cm, con $C = 10$, se tiene $L = 5,5$ m.

Una disminución del valor de L en 1/3, apenas modifica el ángulo de abertura, pero influye sensiblemente en el precio de las superficies reflectantes y, por lo tanto, del colector.

En la Tabla IV.2 se indican algunos parámetros y sus valores correspondientes para distintos grados de concentración. La gran ventaja de este tipo de colector es que prácticamente permanece fijo, precisando de algunos ajustes en la orientación según la época del año, captando la radiación directa durante un importante número de horas a lo largo del día, como se indica en la Tabla IV.3.

Tabla IV.2.- Valor de algunos parámetros para distintos grados de concentración

Concentración	Ancho abertura d_1 (cm)	Ancho receptor d_2 (cm)	Altura L cm	Semiángulo abertura
3	70,5	24	100	20°
5	45,5	8	100	12°
10	30,5	3	100	8°

El nº de horas de captación disminuye al aumentar la concentración; así, por ejemplo, en el solsticio pasa de 7 horas para $C = 10$ y $\theta = 6^\circ$, a 4,4 horas para $C = 28,6$ y $\theta = 2^\circ$.

El colector está orientado en la dirección Este-Oeste, con un inclinación θ en dirección Sur sobre el horizonte.

Si el ángulo cenital solar es θ_s , Fig IV.24, se captarán las radiaciones directa y difusa siempre que el ángulo θ entre los vectores normal al plano de abertura \vec{n} y radiación directa solar \vec{s} valga,

$$= s -$$

Si, $\theta > \theta_s$, no se capta la radiación directa y sí la difusa, sobre una superficie igual a la del receptor de anchura d_2 .

Tabla IV.3.- Captación de la radiación directa durante un número de horas a lo largo del día, para $\theta_s = 6^\circ$ y $C = 10$

Estación	Declinación	Duración de la captación horas
Equinoccio	0°	12
	$7,5^\circ$	9
	15°	7,5
Solsticio	$23,5^\circ$	7

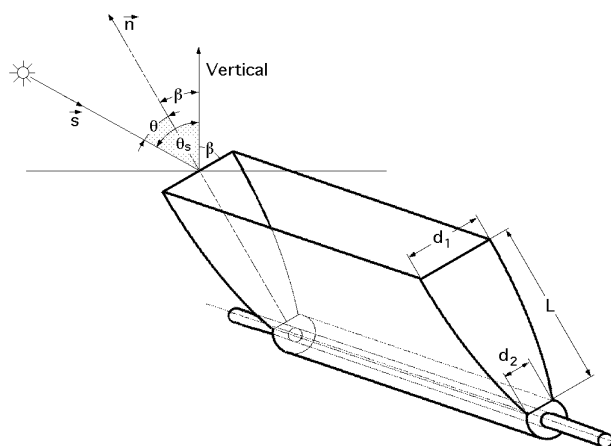


Fig IV.24

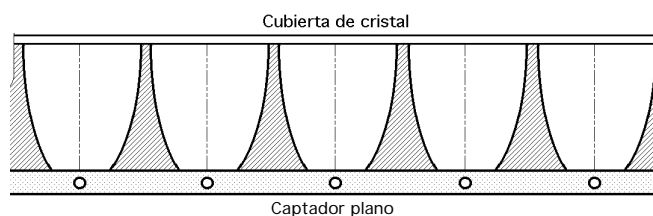


Fig IV.25.- Concentrador parabólico compuesto asociado a un captador plano

El sistema de concentrador parabólico compuesto se puede utilizar asociado a un captador plano para reforzar la concentración, Fig IV.25 y actuar como dispositivo antirradiante.

También se pueden asociar dos colectores ideales con índices de refracción diferentes, Fig IV.26, con lo que se aumenta la concentración en la relación $\frac{n_2}{n_1}$, permitiendo ángulos de abertura

del orden de 35; para un acoplamiento cristal-aire la relación $\frac{n_2}{n_1} = 1,5$.

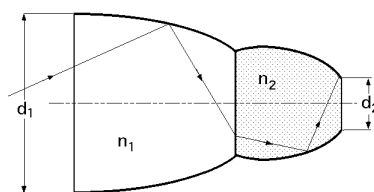


Fig IV.26.- Asociación de dos concentradores parabólicos compuestos, con índices de refracción diferentes

CONCENTRADORES TRONCOCÓNICOS.- Los espejos troncocónicos pueden servir para irradiar una zona focal lineal. El reparto de la radiación reflejada no es muy homogéneo a causa de la variación de la superficie reflectora lateral entre las bases del tronco de cono. Si el ángulo en el vértice del cono es 2γ , Fig IV.27, se puede comprobar que la condición para que un haz incidente paralelo al eje del espejo, se refleje en la primera reflexión en la base del cono para $\gamma < 45^\circ$, es:

$$\frac{\pi}{2} - 2\gamma > 0$$

Si, $\gamma = 45^\circ$, la radiación incidente se refleja sobre el eje produciéndose la máxima concentración.

Si, $\gamma > 45^\circ$, la radiación es reflejada hacia arriba.

Sin embargo, si el cono tiene la suficiente altura para cualquier valor del ángulo en el vértice, la radiación reflejada acaba siempre abandonando el colector.

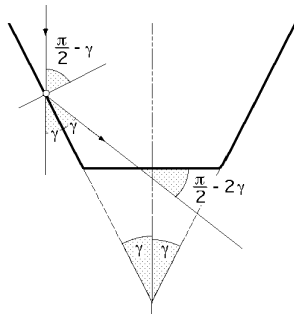


Fig IV.27.- Espejo troncocónico, recepción en la base

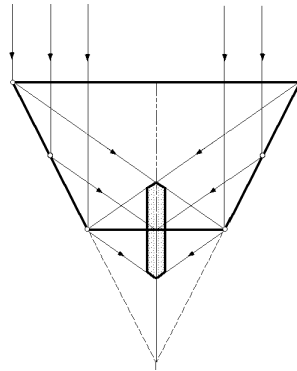
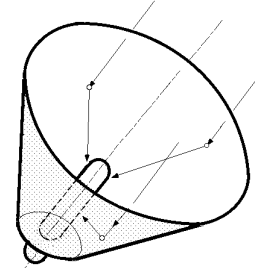


Fig IV.28.- Espejo troncocónico; recepción en el eje



Los espejos cónicos no son buenos concentradores. Sin embargo, para algunas aplicaciones muy concretas, como por ejemplo, captando la imagen de Gauss, formada en el vértice de un concentrador parabólico, en la base mayor del espejo troncocónico, se puede inducir la concentración a su valor máximo sin que aparezcan pérdidas importantes de flujo.

IV.9.- RENDIMIENTO TÉRMICO DE UN COLECTOR CILÍNDRICO PARABÓLICO

Vamos a considerar un concentrador cilíndrico parabólico y un receptor circular sin cubierta, $\epsilon_r = 1$, alrededor del cual no existen gradientes de temperatura.

El coeficiente de transmisión de calor entre el tubo a T_r y el fluido a T_F que circula por su interior es h_{cF} y el coeficiente global de pérdidas al exterior U_C , de la forma:

$$\frac{1}{U_C} = \frac{1}{h_{viento}} + \frac{1}{h_r}$$

siendo h_r el coeficiente de radiación, igual a:

$$h_r = 4 \epsilon_r \hat{T}^3$$

ϵ_r la emitancia del receptor y \hat{T} la temperatura media para la radiación.

Como el flujo de calor es elevado, hay que tener en cuenta el coeficiente de transferencia de calor por conducción k , desde la superficie exterior del tubo receptor, a la interior, por lo que el coeficiente global de transmisión de calor U basado en el diámetro exterior d_e del tubo, desde la superficie exterior al fluido, es:

$$\frac{1}{U} = \frac{1}{U_C} + \frac{d_e}{h_{CF} d_i} + \frac{d_e}{2k} \ln \frac{d_e}{d_i}$$

La ganancia útil de energía por unidad de longitud L del receptor, en función de T_r y T_a , es:

$$Q_u = \frac{A_a}{L} I_s F - U_C \frac{A_r}{L} (T_r - T_a) = \frac{A_a S}{L} - U_C \frac{A_r}{L} (T_r - T_a)$$

$$Q_u = \frac{A_a}{L} I_s F_j () - U_C \frac{A_r}{L} (T_r - T_a) = \frac{A_a S}{L} - U_C \frac{A_r}{L} (T_r - T_a) = \left[\begin{array}{l} A_a = 2 W L \\ A_r = d_e L \\ S = I_s F () \end{array} \right] =$$

$$= 2 W S - U_C d_e (T_r - T_a) \quad T_r = T_a - \frac{Q_u L - A_a S}{U_C A_r}$$

Si se pone la ganancia útil de energía, por unidad de longitud L , en función de los términos de transferencia de energía al fluido, entre T_r y T_F , se obtiene:

$$Q_u = \frac{d_i (T_r - T_F)}{\frac{d_e}{h_{CF} d_i} + \frac{d_e}{2k} \ln \frac{d_e}{d_i}} = \frac{d_i (T_r - T_F)}{\frac{1}{U} - \frac{1}{U_C}} = \frac{\frac{A_r}{L} (T_r - T_F)}{\frac{1}{U} - \frac{1}{U_C}}$$

$$T_r = T_F + \frac{Q_u L}{A_r} \left(\frac{1}{U} - \frac{1}{U_C} \right)$$

Iguando las expresiones de T_r se encuentra:

$$T_r = T_a - \frac{Q_u L - A_a S}{U_C A_r} = T_F + \frac{Q_u L}{A_r} \left(\frac{1}{U} - \frac{1}{U_C} \right)$$

Despejando Q_u resulta una expresión que depende de T_F y T_a :

$$Q_u = \frac{U A_r}{L} (-T_F + T_a + \frac{A_a S}{U_C A_r}) = \frac{U}{U_C} \frac{A_a}{L} \{S - U_C \frac{A_r}{A_a} (T_F - T_a)\} = F \frac{A_a}{L} \{S - U_C \frac{A_r}{A_a} (T_F - T_a)\}$$

siendo $F = \frac{U}{U_C}$ el factor de eficiencia del colector.

La expresión anterior se puede poner en función de la temperatura T_{F1} del fluido a la entrada y en función de un factor de evacuación de calor F_R del receptor al fluido, que se define como:

$$F_R = \frac{\text{Ganancia energética útil}}{\text{Ganancia energética útil si la superficie del receptor está a } T_{F1}} = \frac{G c_p}{A_r U_C} \left(1 - e^{-\frac{A_r U_C F}{G c_p}} \right)$$

siendo G el flujo másico, resultando:

$$Q_u = A_a F_R \left\{ S - \frac{A_r U_c}{A_a} (T_{F1} - T_a) \right\}$$

Si el receptor estuviese recubierto, habría que tener en cuenta el producto transmitancia absortancia () y evaluar de nuevo U_c , por cuanto aparecen resistencias adicionales de transmisión de calor.

Si el receptor funciona como caldera (vaporizador), resulta que F es igual a F_R por cuanto no hay gradientes de temperatura en la dirección del flujo; si una parte del receptor funciona como caldera (vaporizador) y el resto como calentador de líquido, cada tramo correspondiente a un efecto hay que tratarlo por separado.

El rendimiento térmico se define en la forma:

$$= \frac{Q_u}{I_s A_a} = \frac{Q_u}{I_0 \cos A_a}$$

IV.10.- EFECTOS DE LA CAPACIDAD TÉRMICA

Los efectos de la capacidad térmica para colectores de concentración de media temperatura, se pueden calcular de la misma forma que para los colectores de placa plana. Los concentradores se encuentran inicialmente a la temperatura ambiente o muy próximos a ella, por lo que para determinar la capacidad térmica de los mismos habrá que tener en cuenta qué partes del sistema van a influir en este efecto, cuando se modifique la temperatura, al poner el colector en régimen de trabajo.

Puesto que el receptor tiene una superficie más pequeña que el colector equivalente de placa plana, su capacidad térmica por cada grado que se modifique su temperatura puede ser significativamente más baja. No obstante, la variación de la temperatura de un receptor de un CCP puede ser muy superior a la del colector de placa plana y, por lo tanto, el efecto de la capacidad de almacenamiento de calor puede ser significativo; este efecto se puede considerar como el resultado de dos factores, como son:

a) La energía necesaria para calentar el colector desde la temperatura de la noche a su temperatura definitiva de funcionamiento durante el día

b) El efecto transitorio de funcionamiento del colector bajo condiciones meteorológicas variables.

La variación de la temperatura desde la ambiental de la noche a las de régimen de funcionamiento son predecibles y se puede calcular la energía necesaria para lograr dicha variación.

El efecto transitorio por cambios meteorológicos es más difícil de predecir por cuanto una interrupción en la radiación directa debida a la nubosidad reduce la entrada de radiación directa en el reflector a cero, produciendo caídas de temperatura mayores que en los colectores de placa plana.

IV.11.- RENDIMIENTO EXPERIMENTAL DE LOS CCP

El rendimiento de los colectores de concentración depende de una amplia gama de factores, no pudiéndose utilizar ningún método general que permita el cálculo de cualquiera de ellos en forma generalizada, por lo que hay que resolver cada problema como un caso particular.

A título de ejemplo se presentan los datos relativos a un colector (CP) cuyo reflector cilíndrico-

parabólico tiene una abertura de 1,89 metros, una longitud de 3,66 metros y una distancia focal de 0,305 metros con receptores tubulares sin protección, de varios tamaños, con una mano de pintura negra no selectiva de absorptancia 0,95.

Se puede suponer un dispositivo de seguimiento que permite diseñar a este colector para hacerle girar sobre un eje polar a 15°/hora, (paralelo al eje de la Tierra) y funcionar en una amplia gama de temperaturas, desde las próximas a la del medio ambiente (calentando agua fría que fluye a alta velocidad), hasta otras del orden de 180°C (que puede comprender flujos a presión y también vaporizaciones).

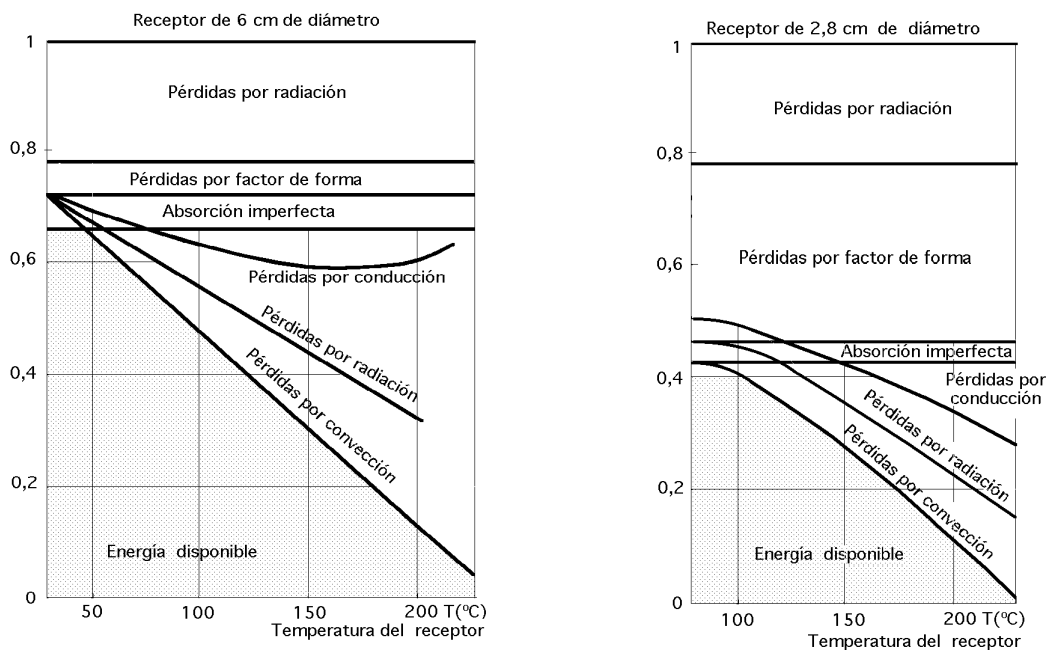


Fig IV.29.a.b.- Distribución de la energía solar incidente para diversos receptores

Los factores de interceptación F se calculan para varios tamaños del receptor, a partir de una serie de medidas de la distribución del flujo solar en el tubo focal, que es muy parecida a una curva normal de distribución, pero desplazada, como sabemos, respecto a la posición del foco teórico.

Los resultados de muchas medidas de los balances energéticos se compendian en las Fig IV.29.a.b, que muestran la conversión de la energía solar directa incidente en ganancia útil, funcionando en régimen estacionario con sol brillante, así como varias pérdidas térmicas para dos tamaños del tubo receptor.

A partir de estos resultados es posible predecir los efectos que se pueden introducir en el diseño.

Por ejemplo, si se supone un determinado colector que utiliza una superficie selectiva de emittancia, $\epsilon = 0,2$, se reducen las pérdidas de radiación en un 80% del valor mostrado para cualquier temperatura, aunque no obstante, las pérdidas de radiación no son las pérdidas más significativas.

Las mejoras prefijadas más evidentes para este colector consisten en una reducción de las pérdidas ópticas usando superficies de reflectancia más alta y en mejoras del factor de interceptación F . Tanto el tubo receptor, como el reflector parabólico, pueden estar apoyados en placas en cada extremo, que originan una pérdida de calor por conducción desde los tubos a los apoyos; estas pérdidas se calculan haciendo mediciones de temperatura a lo largo de las placas de apoyo, siendo del orden del 3% al 10% de la radiación incidente con cielo claro, para temperaturas de superficie de

receptor comprendidas entre 100°C y 175°C respectivamente.

OPTIMIZACIÓN DEL COLECTOR PARA LA OBTENCIÓN DE MÁXIMA ENERGÍA.- El hacer un estudio completo de la optimización de un colector, para así poder llegar a un diseño que produzca energía al mínimo de costes, implica el que se puedan evaluar los efectos de los cambios del parámetro de diseño sobre el rendimiento del colector, eligiendo el valor óptimo de dicho parámetro sobre la base de máximo rendimiento, teniendo en cuenta una serie de condiciones de funcionamiento; para un reflector con unas determinadas propiedades ópticas, uno de los parámetros de diseño principales es el tamaño del receptor.

En la Fig IV.30 se muestra la eficiencia de la superficie de absorción en función del tamaño del receptor, para tres temperaturas; comparando los resultados se observa que se puede interceptar más radiación aumentando el radio r del receptor, lo que a su vez origina un aumento de las pérdidas térmicas; las líneas discontinuas son experimentales; las curvas continuas se han obtenido mediante los correspondientes balances energéticos, utilizando los valores apropiados del factor de interceptación F .

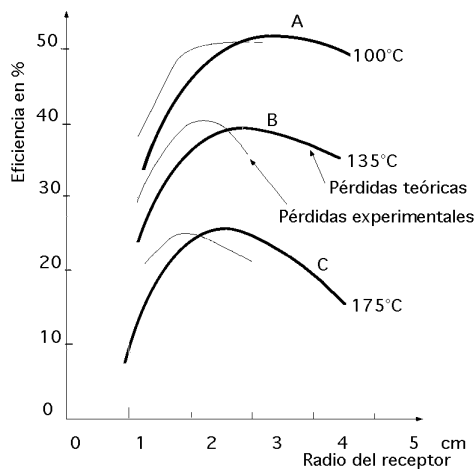


Fig IV.30.- Eficiencia como una función del radio del receptor para un CCP

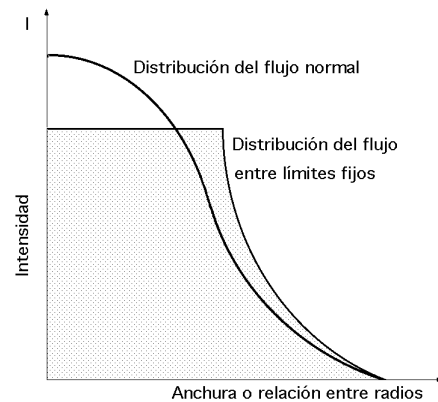


Fig IV.31.- Comparación del flujo entre límites fijos y la distribución normal

Las geometrías del colector para sistemas que tengan un error de orientación despreciable, que proporcionan un rendimiento térmico óptimo, se calculan en función de:

- a) El coeficiente de distribución del flujo para una curva normal de distribución, I_s
- b) Del índice de pérdidas teóricas por unidad de superficie del receptor, definido como el error angular de curvatura de un reflector de trazado teórico, con una distribución uniforme del error angular
- c) Del parámetro F que describe la precisión óptica del reflector.

En la Fig IV.31 se muestra un ejemplo de distribuciones de flujo que surgen de cada una de estas suposiciones.

En las Fig IV.32 se indican los máximos de las curvas correspondientes a sistemas de concentración cilíndricos y de revolución, para una gama de valores de cada parámetro que describe la calidad óptica del conjunto, observándose que también se podrían utilizar otros parámetros que describiesen la calidad óptica del sistema, pudiendo hacer combinaciones de modelos de reflectores y de receptores diversos, que proporcionen determinadas distribuciones del flujo sobre la superficie del receptor.

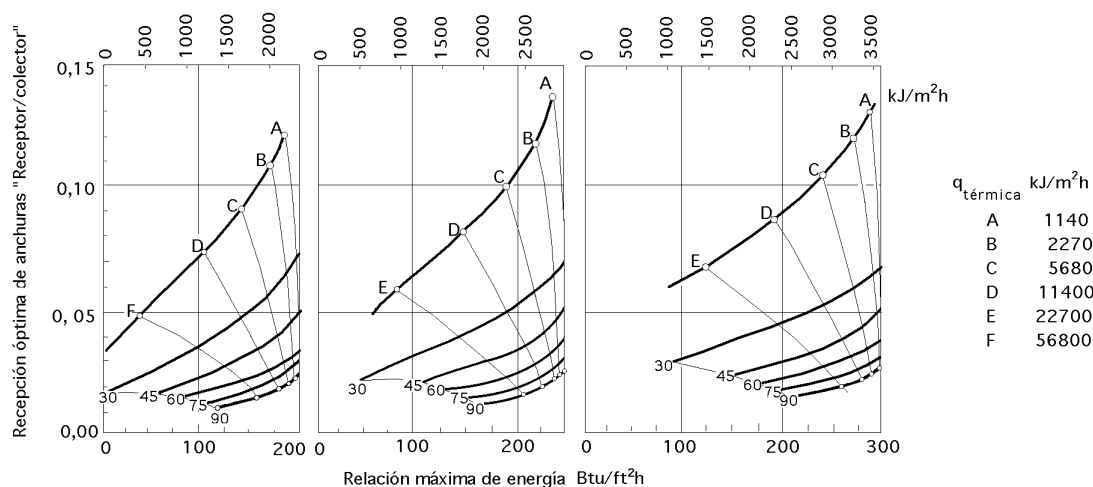


Fig IV.32.- Generación máxima de energía para diversos tipos de pérdidas térmicas

Para un reflector cónico y receptor cilíndrico, la intensidad de flujo en el receptor varía con el cuadrado de la distancia desde su extremo inferior. Con receptores adecuados y con reflectores parabólicos teóricamente perfectos, se pueden conseguir distribuciones de flujo sobre el receptor casi uniformes.

Otros tipos de sistemas geométricos de interés práctico, se corresponden con geometrías del *reflector-receptor* que requieren de dispositivos que permitan hacer un seguimiento mínimo del movimiento aparente del Sol.

Estos reflectores estacionarios, pueden ajustar su inclinación a intervalos de una semana, para compensar la declinación y consisten simplemente en un reflector cilíndrico circular montado sobre un eje Este-Oeste, con un receptor de sección transversal triangular, lográndose así pequeños índices de concentración, del orden de tres.

También se pueden desarrollar sistemas similares que requieren, por ejemplo, un ajuste del seguimiento del Sol a lo largo del día, lográndose así índices de concentración del orden de 10.

IV.12.- MATERIALES Y CONSTRUCCIÓN DE LOS REFLECTORES

La construcción del reflector incluye una serie de problemas que hacen conveniente dividirlo en dos partes, el revestimiento de la superficie reflectora y la estructura soporte y de orientación.

Los tipos de revestimiento de la superficie reflectora y sus características, se han tratado anteriormente; hay que utilizar materiales de reflexión con una reflectancia especular máxima durante el periodo de funcionamiento del colector que esté en concordancia con los costes de fabricación y mantenimiento; también hay que tener en cuenta la posibilidad de renovar el revestimiento de reflexión, aplicando, por ejemplo, una nueva capa de película de plástico reflectivo, tal como Mylar aluminizado, o por sustitución de las placas o volviendo a metalizar, si la ganancia de energía útil adicional justifica el desembolso.

El cuerpo y la estructura soporte tienen una gran importancia en su influencia sobre el factor de interceptación F ; el funcionamiento correcto del colector depende de la capacidad de la estructura de mantener la forma de la superficie reflectora y de su orientación, que son factores críticos a la hora de hacer un diseño, en donde habrá que tener en cuenta las siguientes consideraciones:

a) El cuerpo y la estructura deben tener un soporte que permita obtener las diversas posiciones de orienta-

ción, sin que ésto provoque una distorsión significativa de la superficie del reflector debida a su propio peso.

b) Deben tener la capacidad de funcionar y, en consecuencia, de no distorsionarse de forma significativa con los vientos que normalmente soplen en el lugar, ya que la carga del viento limita el tamaño práctico de cada concentrador.

c) Tienen que estar preparados para resistir daños estructurales provocados por vientos fuertes y tormentas; en estas circunstancias se les situará en una posición fija y adecuada que permita eludir tales fenómenos.

Una cuestión muy importante radica en el hecho de que los miles de aparatos prácticos de producción de energía solar que se han fabricado, vendido y usado en el mundo, se basan en los conceptos de placa plana y muy pocos en los sistemas de concentración (a no ser para usos de laboratorio o en períodos cortos de funcionamiento).

Actualmente se siguen desarrollando investigaciones que solucionan problemas prácticos en determinados campos de la industria complementando tecnologías conocidas, que permiten utilizar los colectores de concentración de media temperatura como auténticos contribuidores significativos y sustitutivos de otros procesos y fuentes térmicas convencionales.

V.- ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA SOLAR

La energía solar es una fuente de energía que depende del tiempo; para una amplia gama de aplicaciones las necesidades de energía dependen también del tiempo, pero en forma distinta del suministro de energía solar, por lo que el desfase entre los períodos de disponibilidad de la energía solar y los períodos de consumo, requieren de alguna forma de almacenamiento.

El almacenamiento de energía solar se tiene que realizar teniendo en cuenta,

- *El tipo de colector solar*
- *Las unidades de almacenamiento*
- *Los aparatos de conversión (tales como acondicionadores de aire o motores), cargas, suministros de energía auxiliares o suplementarios, etc*
- *Los sistemas de control.*

Las características y el COP de cada uno de estos elementos están relacionados con la temperatura; en un proceso termosolar de generación de potencia, el sistema de almacenamiento de energía térmica provoca una gran diferencia entre las temperaturas de entrada y salida del fluido, lo que a su vez implica una baja temperatura de entrada en la máquina térmica y, por lo tanto, un bajo COP de ésta y de toda la instalación.

La capacidad de almacenamiento óptimo de la energía solar es función de su disponibilidad, que depende de,

- *El tiempo*
- *La naturaleza de las cargas que se pueden esperar en el proceso*
- *La forma en que se suministra la energía auxiliar*
- *Un análisis económico que determina qué parte de las cargas totales de energía deben ser de tipo solar y qué otras partes procedentes de otras formas de energía.*

V.1.- CARGAS DEL PROCESO DEL COLECTOR SOLAR

Si se considera un proceso solar en el que la variación de la carga P con el tiempo y la ganancia del colector, están relacionados de forma que durante una parte del tiempo, la energía disponible sobrepasa a la carga y viceversa.

Un sistema de almacenamiento tiene que permitir almacenar un exceso de calor Q_{col} sobre la carga P , cuando Q_{col} sea mayor que P y devolverlo cuando P sea mayor que Q_{col} .

El valor de Q_{col} es,

$$Q_{col} = (G c_p)_{col} (T_{c2} - T_{dep}) = C_{col} (T_{c2} - T_{dep})$$

en la que G es el gasto másico del agua que circula por el colector, c_p su calor específico, C_{col} la capacidad calorífica del colector, T_{c2} la temperatura de salida del agua en el colector y T_{dep} la temperatura del depósito

La información que se deriva de los valores de Q_{col} y de A (superficie de intercambio térmico en el depósito), sobre el coste del suministro de energía solar, permite calcular la fracción de las necesidades de la energía total que se cubren con las fuentes de energía solar o auxiliar.

Los parámetros básicos que permiten definir el depósito de almacenamiento son,

- La duración del almacenamiento
- La cantidad de energía a almacenar
- La temperatura deseada en el sistema receptor de la energía, que viene condicionada por la utilización de esta energía

Los medios de almacenamiento se clasifican en,

- Almacenamiento a plazo corto (horas o días)
- Almacenamiento de larga duración (meses), generalmente del verano para el invierno

V.2.- ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN LOS PROCESOS SOLARES

El almacenamiento de la energía solar se puede hacer,

-- En forma de **calor sensible**, en el que el calor almacenado aumenta la temperatura de un medio líquido, sólido o gaseoso

- En forma de calor latente, como el calor de fusión en sistemas químicos
- En forma de calor sensible y latente, en el que el calor almacenado entraña una variación de temperatura y un cambio de estado del sistema receptor (sólido o líquido); la restitución del calor corresponde al cambio de estado inverso.

- En forma de energía química originada en algunas reacciones químicas
- En forma de energía mecánica que se puede transformar en energía potencial mediante el almacenamiento de fluidos a ciertas alturas
- En forma de sustancias obtenidas en procesos solares no energéticos, como el agua destilada en un alambique solar que se puede almacenar en depósitos para su utilización posterior

La elección de los medios de almacenamiento de energía depende de la naturaleza del proceso.

- Para el calentamiento de agua, resulta lógico el almacenamiento de energía bajo forma de calor sensible.
- Si se usan colectores de calentamiento para acondicionamiento de aire, el almacenamiento puede ser tanto en forma de calor sensible como latente.
- Si se usan procesos fotovoltaicos o fotoquímicos, el almacenamiento es en forma de energía química.

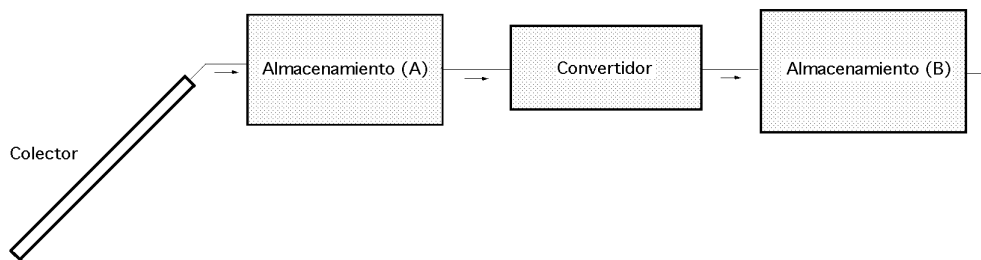


Fig V.1.- Esquema de almacenamiento alternativo

A la hora de diseñar el componente de almacenamiento de energía, pueden existir varias alternativas.

Si por ejemplo se considera un proceso en el que un motor térmico transforma la energía solar en energía eléctrica, el almacenamiento se puede disponer,

- Como almacenamiento térmico entre el colector solar y el motor
- Como almacenamiento mecánico entre el motor y el generador
- Como almacenamiento químico en una batería (acumulador) entre el generador y la aplicación energética definitiva, como puede ser la refrigeración solar mediante un acondicionador de aire, o el frío generado por el acondicionador de aire que se puede almacenar en una unidad de almacenamiento térmico de baja temperatura por debajo de la del medio ambiente.

Estas alternativas no son equivalentes, ni en la capacidad, ni en los costes, ni en las formas de diseño, ni en el COP del sistema. La capacidad necesaria en una unidad de almacenamiento, Fig V.1, en la posición B es inferior a la que hace falta en la posición A, debido a la eficiencia del convertidor que interviene. El almacenamiento de energía térmica en A tiene la ventaja de que el convertidor se puede diseñar para funcionar a un régimen más próximo al régimen estacionario, originando así una eficiencia de conversión superior y un factor de uso más alto en el convertidor.

La elección entre el almacenamiento de energía en A o en B puede tener efectos muy distintos en la temperatura de funcionamiento del colector solar, en el tamaño del colector y en el coste.

Estos argumentos se pueden modificar de forma sustancial, según se utilice o no energía auxiliar.

Las características principales de un sistema de almacenamiento de energía térmica son,

- Su capacidad por unidad de peso o de volumen
- El campo de temperaturas dentro del cual funciona, es decir, la temperatura a la que se aplica y se extrae calor del sistema
- Los medios para aplicar y extraer calor y las diferencias de temperatura asociadas con ellos

- La estratificación de la temperatura en la unidad de almacenamiento
- Las necesidades energéticas para añadir o extraer calor
- Los contenedores, depósitos y otros elementos estructurales asociados con el sistema de almacenamiento
- Los medios para controlar las pérdidas térmicas del sistema de almacenamiento
- Su coste

En cualquier sistema de almacenamiento de energía solar tienen un significado especial los factores que afectan al funcionamiento del colector. La ganancia útil de un colector disminuye a medida que aumenta la temperatura media de la placa; una relación entre la temperatura media del colector y la temperatura a la cual transmite el calor, se puede poner en la forma,

$$\begin{aligned}
 T(\text{colector}) - T(\text{transmisión}) &= \\
 &= T(\text{transporte desde el colector al almacenamiento}) + T(\text{almacenamiento de entrada}) + \\
 &+ T(\text{pérdida de almacenamiento}) + T(\text{salida de almacenamiento}) + \\
 &+ T(\text{transporte desde el almacenamiento a la aplicación}) + T(\text{entrada en aplicación})
 \end{aligned}$$

La temperatura del colector, que es la que determina su ganancia útil, es más alta que la temperatura a la cual se utiliza el calor, debido a la suma de una serie de incrementos como consecuencia de las pérdidas, por lo que uno de los objetivos del diseño general del sistema y sobre todo de la unidad de almacenamiento, es el reducir al mínimo estas caídas de temperatura.

V.3.- ALMACENAMIENTO POR CALOR SENSIBLE PARA EL AGUA

El agua es un elemento útil, barato y fácilmente disponible para el almacenamiento de calor sensible, en forma de agua caliente sanitaria o agua para calefacción. La energía térmica solar se aplica al gasto G que pasa por el colector y se extrae mediante un gasto m de agua sanitaria o calefactora en la unidad de almacenamiento, en donde se produce el intercambio térmico entre dichos fluidos. Si los sistemas están bien diseñados, los costes de bombeo son pequeños y de fácil cálculo; tanto las unidades de almacenamiento de agua, como el colector, pueden funcionar en circulación natural o forzada.

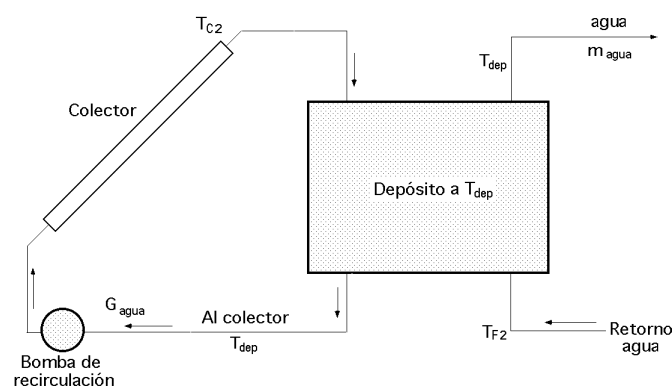


Fig V.2 .- Unidad de almacenamiento de depósito de agua con circulación de agua procedente del colector para aplicar energía calorífica y salida de la carga (agua sanitaria) para aprovechar dicha energía.

La capacidad de almacenamiento de energía por una unidad de líquido almacenado, que funciona en un intervalo finito de temperaturas, $T = T_{\text{dep}} - T_{F2}$, viene determinada por,

$$Q_{\text{dep}} = (m c_p)_{\text{dep}} (T_{\text{dep}} - T_{F2}) = C_{\text{dep}} (T_{\text{dep}} - T_{F2})$$

siendo Q_{dep} el calor comunicado al agua sanitaria entre las temperaturas T_{dep} y T_{F2} , m es el gasto másico de agua correspondiente, en kg/seg, y C_{dep} su capacidad calorífica

El margen de temperaturas en que la unidad puede funcionar viene determinado, en la mayoría de las aplicaciones, entre un límite inferior definido por las exigencias del proceso, y un límite superior definido por la presión de vapor del líquido.

BALANCE ENERGÉTICO.- El balance energético sobre el depósito de almacenamiento sirve para predecir su temperatura como una función del tiempo. Haciendo un balance energético sobre el depósito *sin estratificar*, la variación de energía interna del sistema tiene que ser igual a la suma de los calores y cargas puestos en juego,

$$C_{\text{dep}} \frac{dT_{\text{dep}}}{dt} = Q_{\text{col}} - P - (U A)_{\text{dep}} (T_{\text{dep}} - T_a)$$

ecuación en la que,

P es la carga a la entrada del colector, función del tiempo

Q_{col} es la energía captada en el colector, que depende del tipo de colector, de la forma,

$$Q_{\text{col}} = C_{\text{col}} (T_{C2} - T_{\text{dep}})$$

donde C_{col} es la capacidad calorífica del fluido que circula por el colector y T_{C2} es la temperatura del fluido caliente a la salida del mismo.

El gasto másico G que circula por el colector puede ser accionado o no por una bomba.

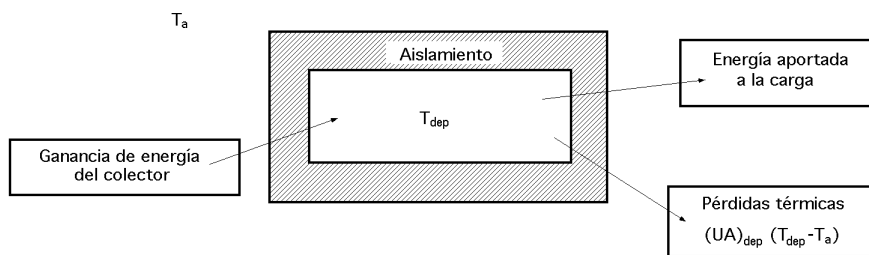


Fig V.3.- Almacenamiento sin estratificación de masa, con el ambiente a T_a

Si se supone que la tubería que conecta el colector con el depósito de almacenamiento está bien calorifugada, se puede despreciar la caída de temperatura del fluido a lo largo de ella. Con esta interpretación se puede poner,

$$Q_{\text{col}} = F C_{\text{col}} (T_{C2} - T_{\text{dep}})$$

en la que F es una función de control, cuyo valor oscila entre 1 cuando la bomba está funcionando y

0 en otras circunstancias.

La función de control F proporciona las posiciones de marcha o parada del sistema de control de la bomba, que la acciona cuando T_{C2} es mayor que T_{dep} (es decir, cuando se puede aplicar energía a la unidad de almacenamiento); en estas circunstancias, la velocidad de flujo másico en cualquier momento es, $F G$.

Para una carga determinada se pueden presentar relaciones en donde los resultados conforman un sistema de ecuaciones, de forma que Q_{dep} viene determinado por la ecuación del rendimiento del colector y P por las exigencias de la carga. Estas ecuaciones se resuelven para obtener tanto la temperatura T_{dep} como las variaciones de energía en función del tiempo; también se puede incluir la energía auxiliar añadiéndola al depósito o al caudal que sale del mismo hacia la carga.

DEPOSITO ESTRATIFICADO.- Los depósitos de agua pueden funcionar también con diversos grados de estratificación, es decir, cuando el agua no está a una temperatura uniforme, lo que origina densidades distintas estratificadas; ésto hace que según el agua vaya entrando busque su propio nivel de densidad, siempre que entre a baja velocidad.

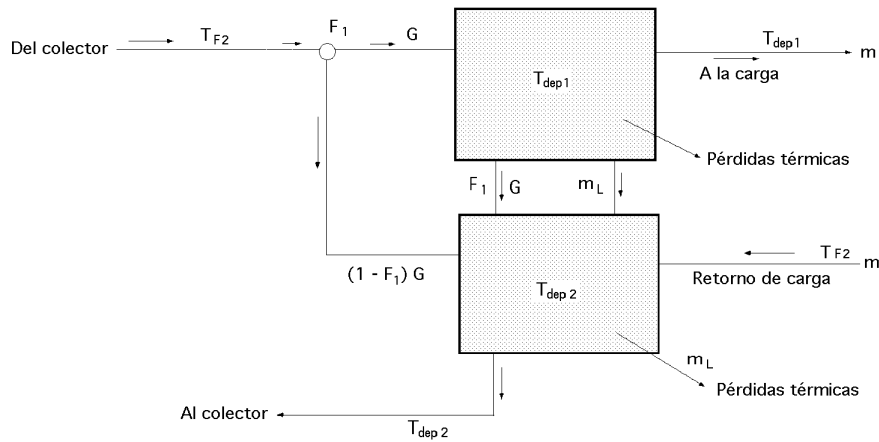


Fig V.4.- Sistema de almacenamiento de agua parcialmente estratificada

Si se considera un depósito de dos secciones, Fig V.4, para la superior se puede hacer el siguiente balance energético,

$$\begin{aligned} \frac{dT_{dep1}}{dt} &= \frac{F_1 C_{col} (T_{C2} - T_{dep1}) + C_L (T_{dep2} - T_{dep1}) - (UA)_{dep1} (T_{dep1} - T_a)}{C_{dep1}} = \\ &= \frac{F_1 C_{col} (T_{C2} - T_{dep1}) + C_L (T_{dep2} - T_{dep1}) - (UA)_{dep1} (T_{dep1} - T_a)}{C_{dep1}} \end{aligned}$$

El primer sumando entre paréntesis es la ganancia del colector, multiplicada por una función de control F_1 que,

- Es 1 cuando T_{C2} es superior a T_{dep1}
- Es 0 cuando T_{dep1} es mayor que T_{C2} y ésta mayor que T_{dep2}

El segundo sumando representa la carga suministrada por la sección superior del depósito; el retorno de la carga para este sistema de almacenamiento, siempre se hará a la sección inferior.

La carga total es,

$$(m c_p)_L (T_{dep1} - T_{L,ret}) = C_L (T_{dep1} - T_{L,ret})$$

La carga suministrada por la sección de arriba, es,

$$(m c_p)_L (T_{dep1} - T_{dep2}) = C_L (T_{dep1} - T_{dep2})$$

y la carga suministrada por la sección de abajo,

$$(m c_p)_L (T_{dep2} - T_{L,ret}) = C_L (T_{dep2} - T_{L,ret})$$

El término $(UA)_{dep1}(T_{dep1} - T_a)$ es el correspondiente a las pérdidas desde la sección superior al medio exterior.

Un balance energético para la segunda sección es,

$$\frac{dT_{dep2}}{dt} = \frac{F_1 C_{col} (T_{dep1} - T_{dep2}) + (1 - F_1) C_{col} (T_{C2} - T_{dep2}) + C_L (T_{L,r} - T_{dep2}) - (UA)_{dep2} (T_{dep2} - T_a)}{(m c_p)_{dep2}}$$

V.4.- ALMACENAMIENTO DE N SECCIONES

Lo anteriormente visto se puede generalizar para un almacenamiento de N secciones, si se definen dos funciones de control, una para el lado del colector y otra para el lado de la carga.

$$\begin{aligned} &F = 1 \quad ; \quad T_{i-1} > T_{C2} > T_i \\ \text{Para el colector se puede poner,} \quad &F_i^C = 0, \text{ en otros casos} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} &F = 1 \quad ; \quad T_i > T_{L,ret} > T_{i+1} \\ \text{Para la carga se tiene,} \quad &F_i^C = 0, \text{ en otros casos} \end{aligned}$$

por lo que el balance energético será,

$$\begin{aligned} (m c_p)_i \frac{dT_i}{dt} &= C_i \frac{dT_i}{dt} = \\ &= C_{col} \left\{ F_i^C (T_{C2} - T_i) + (T_{i-1} - T_i) \sum_{j=1}^{i-1} F_j^C \right\} + C_L [F_i^L (T_{L,r} - T_i) + (T_{i+1} - T_i) \sum_{j=i+1}^N F_j^L] + (UA)_i (T_a - T_i) \end{aligned}$$

Puede suceder que existan circunstancias en las que el fluido en el colector o en la carga no sea igual al del depósito de almacenamiento, como se presenta en la Fig V.5, en la que se observa un

depósito único en el que los circuitos de las placas colectoras y de carga están separados por intercambiadores.

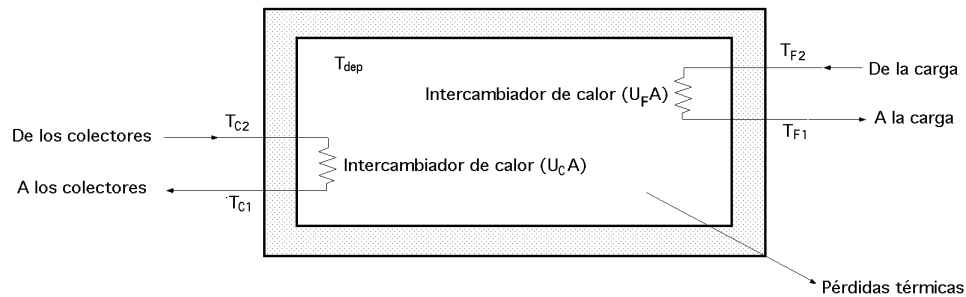


Fig V.5

ALMACENAMIENTO EN LECHO DE ROCAS.- Una unidad de almacenamiento en lecho de rocas (guijarros o cantos) Fig V.6, se basa en la capacidad calorífica de ciertos materiales ligeramente compactos, a través de los cuales se hace circular un fluido, generalmente aire.

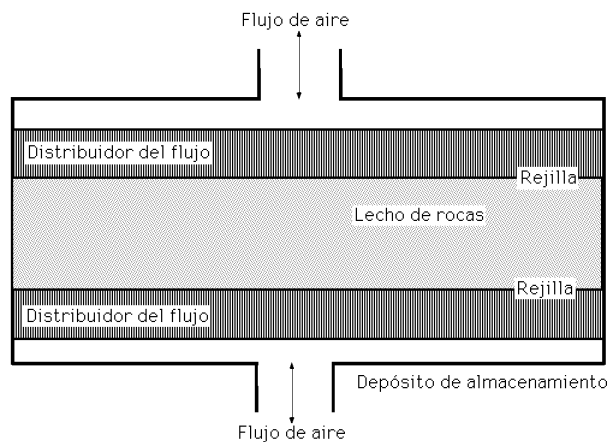


Fig V.6.- Unidad de almacenamiento de lecho compacto

Para las aplicaciones de energía solar, los lechos de rocas bien diseñados, que utilizan la propia roca, tienen varias características interesantes, como,

- a) El coeficiente de transferencia de calor entre el aire y el material sólido es alto
- b) El coste del material de almacenamiento es bajo
- c) La conductividad térmica del lecho es baja cuando no circula aire a su través.

Las partes que componen una unidad de este tipo de lecho compacto son,

- a) Un contenedor
- b) Una estructura porosa para contener y apoyar el lecho
- c) Distribuidores de aire para el flujo en ambas direcciones que reduzcan al mínimo el paso del aire.

Durante el funcionamiento, el flujo pasa a través del lecho en una dirección aportando calor (generalmente hacia abajo) y en dirección contraria al extraer calor. No se puede aportar y extraer calor de esta unidad al mismo tiempo; ésta es una diferencia fundamental con los sistemas de

almacenamiento de agua donde es posible aportar y extraer calor simultáneamente.

Las necesidades de aislamiento en la superficie exterior del lecho de rocas son mínimas, si el almacenamiento es para períodos de tiempo cortos, puesto que la conductividad térmica del lecho en las direcciones radiales es baja.

Los intercambiadores de lecho de guijarros tienen una transferencia de calor muy buena entre el aire y los sólidos del lecho, lo que tiende a reducir al mínimo las diferencias de temperatura entre el aire y los sólidos cuando se calienta el lecho y entre los sólidos y el aire cuando se enfría el lecho.

Se han realizado muchos estudios sobre el calentamiento y el enfriamiento de lechos de rocas en sistemas químicos con materiales de relleno de tamaño uniforme y forma regular, pero pocos ofrecen un verdadero interés para las aplicaciones en los sistemas termosolares.

Para la determinación del coeficiente de transferencia de calor en lechos de rocas se puede utilizar la expresión, (Lof y Hawley, 1948)

$$h_v = 650 \frac{G^{0,7}}{D}$$

en la que, h_v es el coeficiente de transferencia de calor en, $W/m^2\text{ }^\circ C$

G es la velocidad de masa superficial en, $kg/seg.m^2$

D es el diámetro equivalente de la partícula, en, m , dado por

$$D = \sqrt[3]{\frac{6}{\text{Número de partículas}} \frac{\text{Volumen neto de las partículas}}{\text{Número de partículas}}}$$

Un lecho bien diseñado debe tener un tamaño de partículas lo suficientemente pequeño como para que se reduzcan al mínimo los gradientes de temperatura en dichas partículas.

Aplicando el criterio de Biot para esferas de radio R y conductividad térmica k si, $Bi = \frac{h_c R}{k} < 0,1$

la resistencia térmica de las partículas y sus gradientes de temperatura se pueden considerar despreciables, (sólidos con resistencia térmica interna despreciable).

El coeficiente de transmisión de calor por convección h_c está relacionado con h_v mediante la ecuación,

$$h_v = \frac{A}{V} h_c$$

siendo $\frac{A}{V}$ la inversa de la longitud característica del lecho, que es el cociente entre la superficie de contacto del lecho ocupada por el material y su volumen.

Tanto en los lechos de rocas experimentales como en los prácticos, se han utilizado tamaños de roca de aproximadamente 1 a 5 cm. Los tamaños de partículas deben ser bastantes uniformes con el fin de obtener una buena parte de espacios vacíos y así reducir al mínimo la caída de presión.

Si se considera un lecho de rocas de longitud total L dividido en N secciones iguales, de longitud x , y suponiendo que los gradientes de temperatura radiales son despreciables, se puede considerar

que el material del lecho tiene una temperatura uniforme $T_{lecho,i}$ lo que implica el que el numero de Biot de las partículas del lecho sea inferior a 0,1.

Para valores del coeficiente de transferencia de calor bajos, la temperatura del fluido no es igual a la temperatura del lecho y será necesario hacer dos balances energéticos, uno para el lecho y otro para el fluido.

El balance energético para el calentamiento del lecho (flujo de aire hacia abajo), para la sección i del lecho, según se muestra en la Fig V.7, es,

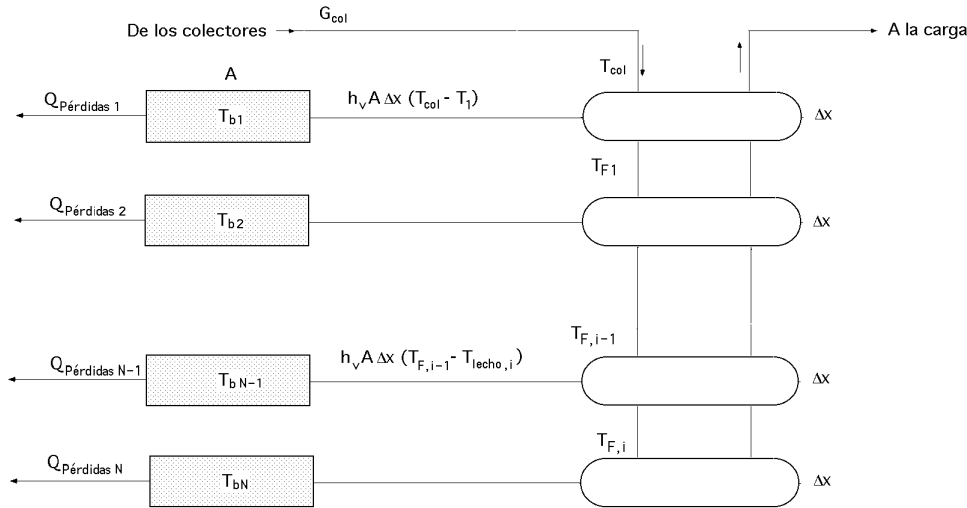


Fig V.7.- Aproximación numérica del lecho de rocas

$$(c_m A \Delta x)_{lecho} \frac{dT_{lecho,i}}{dt} = h_v A \Delta x (T_{F,i-1} - T_{lecho,i}) - Q_{(pérdidas)_i}$$

en la que A es el área de la sección transversal del lecho, ρ es su densidad y c_m es el calor específico del material que lo compone.

Las pérdidas al exterior $Q_{(pérdidas)_i}$ se pueden representar en función de la temperatura interior y exterior del aire que rodea al lecho.

La temperatura del medio exterior, para el cálculo de las pérdidas de almacenamiento, no coincide con la temperatura del aire exterior, puesto que para algunos sistemas, como los utilizados en el calentamiento de espacios habitables, la unidad de almacenamiento está situada dentro de la vivienda, por lo que en estos casos, las pérdidas de almacenamiento se convierten en ganancias.

Si la capacidad calorífica del fluido es despreciable en comparación con la capacidad calorífica del lecho, (el fluido es generalmente aire), la temperatura del fluido $T_{F,i}$ de la sección i viene dada por,

$$C_{col} (T_{F,i-1} - T_{F,i}) = h_v A \Delta x (T_{F,i-1} - T_{lecho,i}) \quad T_{F,i} = T_{F,i-1} - \frac{h_v A \Delta x}{C_{col}} (T_{F,i-1} - T_{lecho,i})$$

lo que implica que en la elección de Δx hay que tomar un valor lo suficientemente pequeño para que se cumpla la condición impuesta a las capacidades térmicas, $\frac{h_v A \Delta x}{C_{col}} < 1$

Las ecuaciones anteriores configuran dos sistemas de N ecuaciones para las N temperaturas desconocidas del lecho y para las N temperaturas también desconocidas del fluido.

Cuando se está extrayendo energía del lecho, se puede obtener un sistema de ecuaciones similar. Hay que tener en cuenta que la velocidad del fluido desde el colector puede que no sea igual a la de la carga, así como que el valor de h_v para el calentamiento del lecho puede no ser el mismo que en el enfriamiento.

Cuando el coeficiente volumétrico de transferencia de calor es grande, pero el número de Biot es todavía inferior a 0,1, la diferencia de temperaturas entre el lecho y el fluido se hace pequeña. La temperatura del fluido $T_{F,i}$ a la salida de una sección será entonces igual a la temperatura del fluido local del lecho $T_{lecho,i}$. Las ecuaciones anteriores se pueden combinar en la forma,

$$(\rho C A x)_{lecho} \frac{dT_{lecho,i}}{dt} = C_{col} (T_{lecho,i-1} - T_{lecho,i}) - Q_{(pérdidas)_i}$$

que representa un sistema de N ecuaciones para las N temperaturas del lecho y del fluido desconocidas.

V.5.- CAMBIO DE FASE EN EL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Los materiales que experimentan cambio de fase dentro de un determinado campo de temperaturas, pueden resultar útiles para el almacenamiento de energía si se satisfacen algunos criterios, como que el cambio de fase tiene que ir acompañado por un elevado efecto del calor latente.

El cambio de fase se tiene que producir,

- a) Con un superenfriamiento limitado
- b) Tiene que haber medios disponibles para contener el material y transferir el calor hacia y desde él
- c) El coste del material y de los contenedores tiene que ser razonable

Si se cumplen estos criterios, los sistemas de almacenamiento de energía con cambio de fase pueden llegar a tener unas capacidades de almacenamiento de energía interesantes funcionando dentro de pequeños intervalos de temperatura, con importantes reducciones de peso y volumen.

Una de las primeras unidades de almacenamiento de cambio de fase, que se estudiaron experimentalmente, para aplicaciones en calefacción de edificios fue el compuesto ($\text{SO}_4 \text{Na}_2 \times 10 \text{H}_2\text{O}$), que se descompone a unos 32°C con un calor latente de fusión de 243 kJ/kg ; la reacción es,



La energía total añadida depende del campo de temperaturas dentro del cual se calienta el material, puesto que admite calor sensible (precalentamiento) para calentar la sal hasta la temperatura de transición, calor latente (fusión) para provocar el cambio de fase y calor sensible (sobrecalentamiento) para calentar el $\text{SO}_4 \text{Na}_2$ y la solución hasta la temperatura definitiva.

La extracción de energía del almacenamiento es un proceso inverso y la reacción se produce de derecha a izquierda, invirtiéndose los efectos térmicos.

Este sistema plantea una dificultad práctica, que consiste en la disminución del COP cuando se repiten los ciclos, con la consiguiente reducción de la capacidad térmica del sistema; ésto es debido a que por encima del punto de fusión del ($\text{SO}_4 \text{Na}_2 \times 10 \text{H}_2\text{O}$) a medida que su temperatura en el sobrecalentamiento aumenta, las fases líquida (solución) y sólida (sal) del $\text{SO}_4 \text{Na}_2$ se separan, y como la densidad de la sal es más alta que la densidad de la solución, se puede llegar a producir una separación de fases, hecho que no interesa y que hay que evitar.

Una posibilidad que tiende a soslayar este problema, está basada en utilizar materiales con un adecuado punto de fusión; la transición del hielo a agua constituye un buen ejemplo que ha sido muy utilizado como almacenamiento de energía durante siglos; actualmente se consideran las parafinas como posibles medios de almacenamiento de energía.

Los compuestos con puntos de fusión congruentes como el $\{\text{Fe}(\text{NO}_3)_2 \times 6 \text{H}_2\text{O}\}$ funden de igual manera que las sustancias puras; también se están considerando eutécticos como los indicados en la Tabla V.1.

Otras consideraciones relativas a los materiales de almacenamiento con cambio de fase, tratan sobre la posibilidad del sobreenfriamiento en la recogida de energía; si la materia se sobreenfría puede que no se recobre el calor latente de la fusión o que se pueda recobrar a una temperatura significativa por debajo del punto de fusión. Este problema se ha estudiado desde tres puntos de vista, mediante

- Una selección de materiales que no tienen una tendencia fuerte al sobreenfriamiento
- La adición de agentes nucleantes
- Medios ultrasónicos de nucleación

Tabla V.1.- Mezclas eutécticas de interés para el almacenamiento de energía térmica

Composición	Punto de Fusión °C	Calor latente Kcal/kg
$\text{Cl}_2 \text{Ca} + \text{Cl}_2 \text{Mg} + \text{H}_2\text{O}$ (41-10-49)	25	41,7
$(\text{Mg}(\text{NO}_3)_2 \times 6 \text{H}_2\text{O}) + (\text{Al}(\text{NO}_3)_3 \times 9 \text{H}_2\text{O})$ (53-47)	61	35,4
Ácido acetamida-esteárico (17-33)	65	52
$\text{Urea-NO}_3 \text{NH}_4$ (45,3-54,7)	46	41
$\text{SO}_4 \text{Na}_2 + 10 \text{H}_2\text{O}$	32,5	60,5
$\text{Li NO}_3 + 3 \text{H}_2\text{O}$	30	70,7
$\text{Mg}(\text{NO}_3)_2 + 2 \text{H}_2\text{O}$	130	
$\text{Mg}(\text{NO}_3)_2 + 6 \text{H}_2\text{O}$	90	38,2

Con estas consideraciones, la viscosidad de un material en el punto de fusión es un factor principal a la hora de determinar la capacidad de formación del cristal en la fusión y, por lo tanto, su tendencia al sobreenfriamiento.

El fluido que transfiere calor (generalmente el aire) se hace circular sobre los recipientes como en lecho de rocas, por lo que el problema de transferencia de calor por el exterior de los recipientes, es parecido al de un lecho de rocas.

Internamente se pueden considerar dos fenómenos adicionales:

- a) *El calor latente, que aporta una gran cantidad de calor específico en un rango muy pequeño de temperaturas*

b) La resistencia térmica a la transferencia de calor dentro del material, que es variable con el grado de solidificación si se produce un calentamiento o un enfriamiento del material.

A medida que se extrae calor de un material con cambio de fase, se produce una cristalización en las paredes del recipiente; cuando el material solidificado se va calentando, la fusión se produce primero en las paredes y luego se va adentrando hacia el interior del material.

Hay que tener en cuenta otros factores prácticos, como la corrosión, pérdidas térmicas laterales, presión de vapor, toxicidad y coste.

V.6.- CAPACIDAD DE LOS MEDIOS DE ALMACENAMIENTO

No se pueden hacer comparaciones entre los medios de almacenamiento sin considerar un proceso solar total, incluyendo las características de los colectores solares asociados, cargas sobre el proceso, ciclos meteorológicos más probables, costes y muchos otros factores. En la Tabla V.2 se muestran algunos datos referentes a las propiedades de los posibles medios de almacenamiento útiles, que no resultan suficientes por sí mismos para poder apreciar las propiedades relativas de los medios, pero sí dan una indicación de sus capacidades, pesos y volúmenes necesarios para el almacenamiento de una cantidad dada de energía para cualquier rango de temperaturas; estos datos pueden sacarse de manuales standard.

Los datos presentados en la tabla son de medios que podrían utilizarse en aplicaciones para el calentamiento y el enfriamiento de edificios; se aplican consideraciones idénticas en el almacenamiento de energía a altas temperaturas. El rango de temperatura puede variar desde 90°C hasta 150°C (almacenamiento para un proceso de acondicionamiento de aire), llegando hasta valores de 800°C a 1000°C (en una aplicación de un motor térmico).

Los principales factores que determinan la capacidad óptima de los sistemas de almacenamiento para edificios son,

a) El coste de la unidad de almacenamiento, que incluye,

- El coste de los recipientes*
- El medio de almacenamiento*
- El lugar donde se sitúa*
- El coste de funcionamiento de la unidad de almacenamiento (costes de desplazamiento del medio que transfiere calor).*

b) El efecto que la capacidad de almacenamiento tenga sobre el funcionamiento del resto del sistema y sobre todo sobre el colector.

Una unidad de almacenamiento más pequeña, funcionando a una temperatura media más alta, puede llegar a producir pérdidas grandes a la salida del colector, en comparación con sistemas parecidos con unidades de almacenamiento grandes, matizando el hecho de que el almacenamiento *a corto plazo* para cubrir cargas para períodos de unos cuantos días, puede resultar el más económico para aplicaciones en la construcción.

c) Hay que considerar que las pérdidas térmicas de la unidad de almacenamiento dependen de la diferencia de temperaturas entre el medio de almacenamiento y el ambiente; la transferencia total de energía es

también función de su tiempo de almacenamiento.

Si se considera el almacenamiento de energía durante períodos largos, las pérdidas térmicas pueden ser importantes, llegándose a la conclusión de que para calefacción de casas, el almacenamiento durante largos períodos parece no ser muy viable económicamente.

Tabla V.2.-Calor específico y densidad para medios de almacenamiento de energía, dentro del rango de temperaturas de funcionamiento de colectores de placa plana.

Material	Cp kJ/kg°C	Densidad Kg/m ³
Agua (líquida)	4,19	1000
(hielo)	2,2	
Piedras	0,84	2500 a 3500
Ferralla (Virutas de hierro)	0,5	7860
SO ₄ Na ₂ × 10 H ₂ O (solución)		1460
SO ₄ Na ₂	0,92	2700
CO ₃ Ca	0,96	2900
Al ₂ O ₃	1	4000
Alumbre a granel	0,96	2700
Hormigón	1,13	2240
Ladrillos	0,84	2240

Hay que recalcar que en algunas operaciones, sobre todo en calefacción de viviendas, la unidad de almacenamiento se puede situar dentro del espacio al cual va a aplicarse calor; en estas condiciones, las pérdidas de la unidad al ambiente no se pueden considerar como tales, ya que se trata de una transferencia de energía incontrolada desde el almacenamiento al espacio a calentar. La situación puede resultar crítica en los sistemas de refrigeración de viviendas, si las pérdidas térmicas del almacenamiento se añaden a la carga de enfriamiento.

MÉTODOS ALTERNATIVOS DE ALMACENAMIENTO.- Se pueden considerar otras formas de almacenamiento de energía para aplicaciones específicas, como,

a) La conversión de energía mecánica en potencial y recobrar la energía potencial cuando se desee; de esta forma se tiene un almacenamiento energético para sistemas mecánicos. Estos sistemas pueden bombear agua a una reserva elevada durante los períodos en que existe radiación solar disponible y recobrar la energía haciendo circular el agua a través de una turbina cuando hiciese falta la energía.

Este método añade dos ineficiencias al sistema total, como son la bomba y la turbina, siendo la eficiencia del sistema de almacenamiento el producto de las dos.

b) Se pueden concebir procesos en los que la radiación solar produzca una descomposición fotoquímica; un ejemplo de esto es la composición fotoquímica del, NOCl, de la forma,



pudiéndose llevar a cabo la reacción inversa para recobrar la energía de los fotones que entran en la reacción.

En este caso, el almacenamiento en el sistema sería debido a los productos químicos y la unidad de almacenamiento consistiría en recipientes para cada uno de los productos.

c) Los productos que generan energía eléctrica a partir de energía química, la pueden almacenar en baterías eléctricas; se pueden considerar varios tipos de baterías o sistemas de almacenamiento de células energéticas que incluyen baterías de plomo, níquel-hierro y níquel-cadmio.

Las eficiencias de estos sistemas varían del 60% al 80%, para cifras de descarga bajas y cifras de carga moderadas; también es posible descomponer electrolíticamente el agua con energía eléctrica generada mediante técnicas solares, almacenando oxígeno e hidrógeno y volverse a combinar en una célula energética para recuperar la energía eléctrica.

Estos sistemas de almacenamiento tienen como característica principal un coste elevado por (kW/hora) almacenado y se pueden aplicar a situaciones de baja capacidad, como el suministro de potencia auxiliar para vehículos espaciales, suministros de potencia para repetidores telefónicos aislados, suministros de potencia para instrumentación, etc.

La cuestión del almacenamiento de energía no se puede separar completamente de la de utilización del suministro de energía auxiliar; para determinar el tamaño óptimo del colector y de la unidad de almacenamiento en una aplicación concreta, se puede realizar un análisis del COP de los sistemas, costes del equipo solar y costes de la energía auxiliar (convencional) y así hallar las cantidades relativas tanto de energía solar, como de energía auxiliar, que se deben suministrar.

VI.- CALENTAMIENTO DE AGUA, CALEFACCIÓN Y REFRIGERACIÓN POR ENERGÍA SOLAR

VI.1.- INTRODUCCIÓN

Las consideraciones planteadas en el diseño de sistemas de calentamiento de agua, se pueden ampliar a sistemas de calefacción y refrigeración solar. Los elementos constructivos básicos de los calentadores de agua solares más corrientes son, el colector de placa plana y el depósito de almacenamiento.

Los colectores se conectan para cubrir una carga, (generalmente se dispone de energía auxiliar), y se tienen que incluir los medios para la circulación de agua y el control del sistema; un esquema práctico de un ejemplo de un sistema de circulación natural se muestra en la Fig VI.1; en este dispositivo el depósito está situado por encima del colector, y el agua circula por convección natural siempre que la energía solar en el colector aporte la suficiente energía al agua que asciende por el mismo, estableciéndose así un gradiente de densidades que provoca el movimiento del fluido por convección natural. La energía auxiliar se aplica en la parte superior del depósito, y tiene como misión mantener el agua caliente en esta zona del depósito, a un nivel de temperatura mínimo, necesario y suficiente para cubrir las cargas y mantener la circulación.

En las Fig VI.2 se muestran otros esquemas, con agua en circulación forzada, en los que no es necesario colocar el depósito por encima del colector, aunque sí es necesaria una bomba que, generalmente, va controlada por control diferencial que la acciona y pone en marcha cuando la temperatura detectada por un sensor colocado a la salida del colector está varios grados por encima de la temperatura del agua en la parte inferior del depósito.

También es necesaria una válvula de retención para evitar se produzca una circulación inversa durante los períodos de inactividad del colector, incluida la noche, y las correspondientes pérdidas térmicas nocturnas. En estos esquemas se muestra que la energía auxiliar se aporta al agua entre la salida del depósito de almacenamiento y la carga.

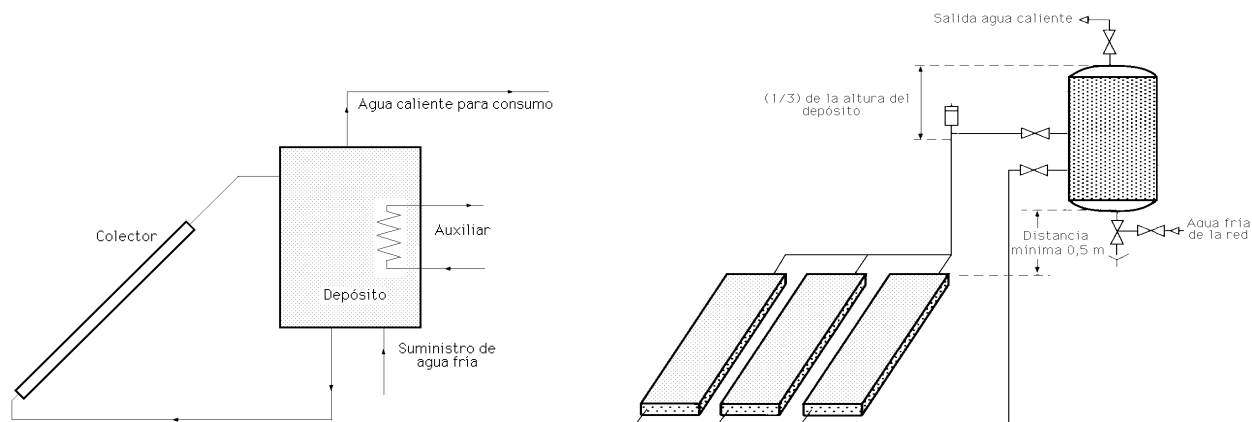
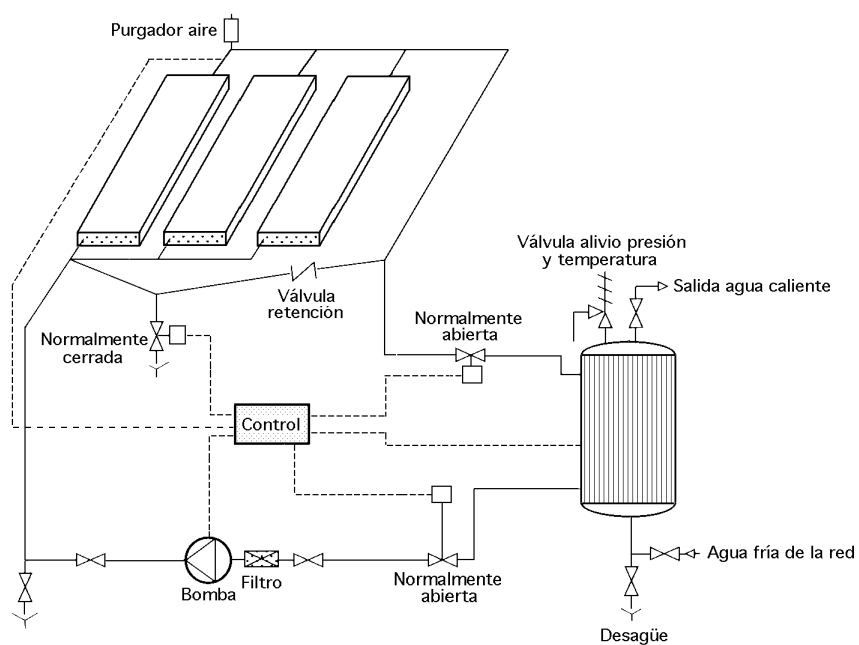
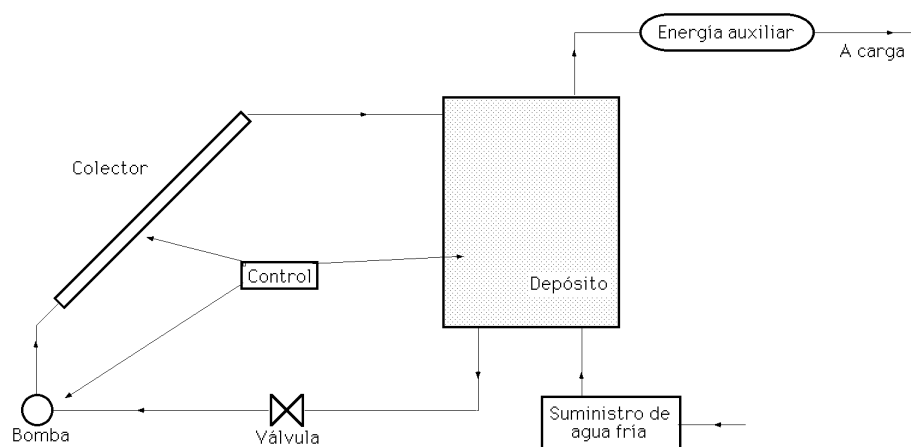


Fig VI.1.- Calentador de agua con circulación natural, con aporte de energía auxiliar al depósito de almacenamiento



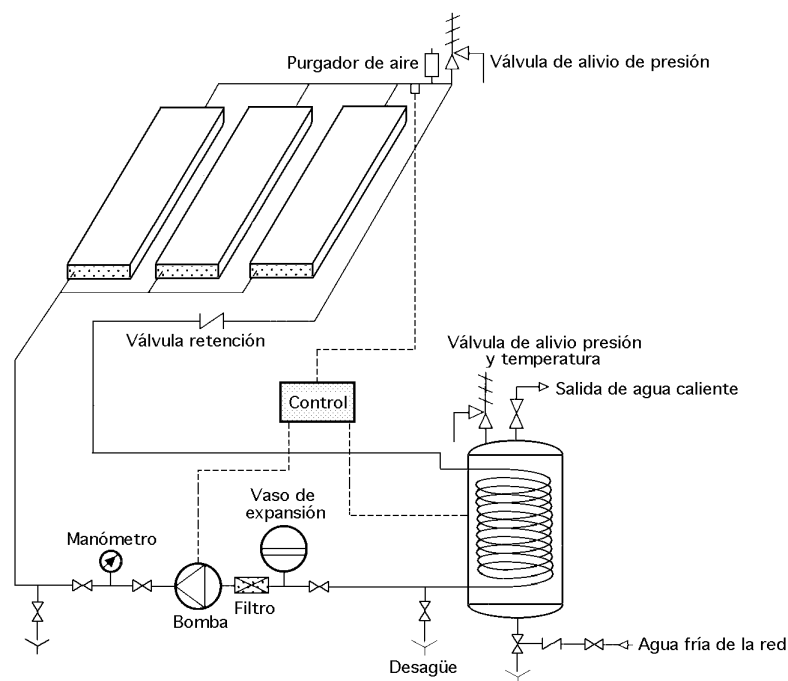
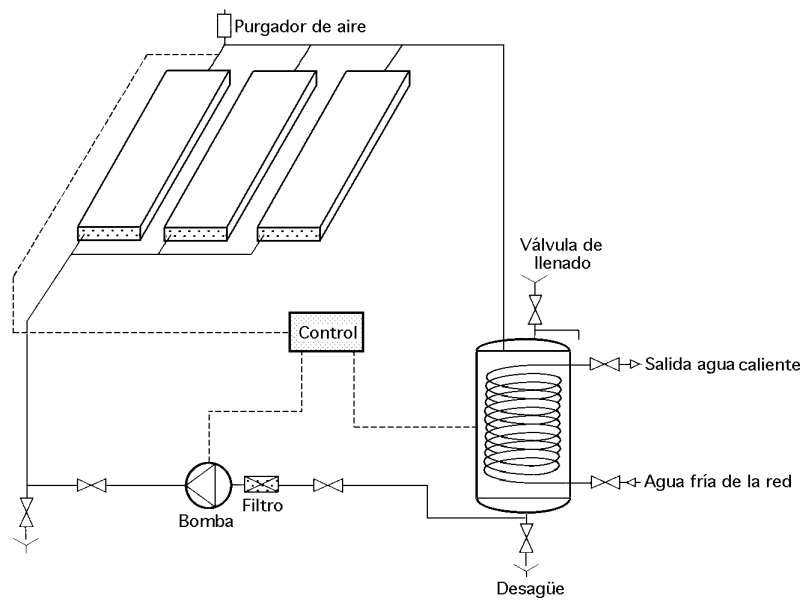


Fig VI.2.- Calentadores de agua con circulación forzada

Muchos calentadores son de diseño único, por lo que funcionan tanto en convección natural como forzada, mientras que los calentadores domésticos pequeños funcionan en régimen de circulación natural y los de mayor tamaño en régimen de circulación forzada.

VI.2.- COLECTORES Y DEPÓSITOS DE ALMACENAMIENTO

El tipo de colectores de placa más comúnmente utilizado se muestra esquemáticamente en la Fig VI.3, en la que se observa que los tubos captadores por cuyo interior circula el agua a calentar, están dispuestos paralelamente y tienen diámetros comprendidos entre 1,2 cm y 1,5 cm con una

separación entre 12 y 15 cm y van soldados o embutidos tanto a la placa colectora como a los tubos colectores distribuidores, que tienen un diámetro de 2,5 cm aproximadamente.

Las placas colectoras se construyen generalmente de cobre, aunque existen sistemas que utilizan placas colectoras de hierro galvanizado; las placas de absorción se montan en una caja de metal, o de cemento, con un aislamiento de 5 a 10 cm de espesor en la cara posterior de la placa y con una o dos cubiertas de cristal, de forma que para la cámara de aire se deje una separación entre las mismas del orden de 2,5 cm.

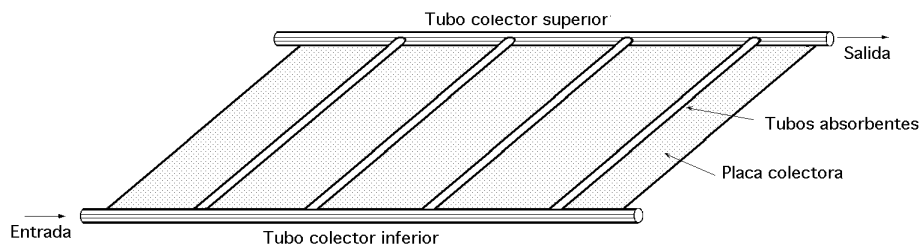


Fig VI.3.- Placa colectora y tubos en un colector convencional

Las dimensiones de un colector son normalmente de $1,2 \times 1,2 \text{ m}^2$, pudiéndose utilizar en la instalación grupos de colectores montados en serie, en paralelo o en otras disposiciones.

Se pueden utilizar otros tipos de tubos para transferir la energía captada en la placa colectora al fluido que circula, como un tubo único en forma de serpentín en lugar de los tubos paralelos, con lo que se eliminan los colectores extremos, o un conjunto formado por una placa plana y otra ondulada unidas por soldadura eléctrica por resistencia, de tal forma que a través de las ondulaciones entre placas circula el agua, como se muestra en la Fig VI.4.

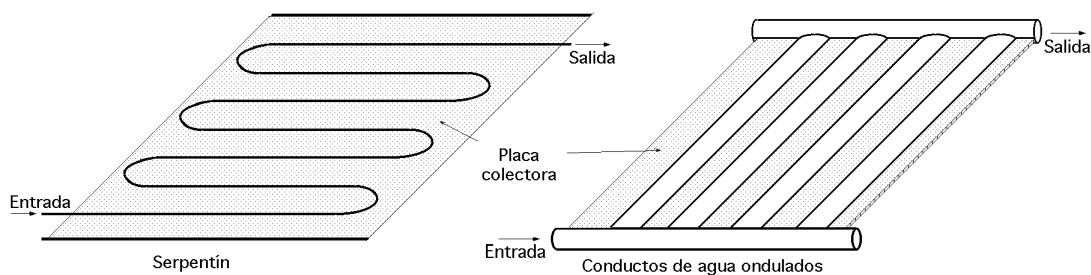


Fig VI.4.- Alternativas para calentadores de agua de placas, a) Tubo único; b) Tubo de placa ondulada.

Los depósitos de almacenamiento tienen que estar aislados térmicamente; por regla general se puede utilizar un aislamiento de lana mineral en los costados, en la parte superior, y en la inferior, de unos 20 cm de espesor; también hay que aislar térmicamente las tuberías que van desde el colector al depósito, por lo que se tienen que diseñar y calcular muy bien, para reducir al mínimo las pérdidas de carga y las caídas de presión; en unidades domésticas se utilizan tuberías de 2,5 cm de diámetro o más, con tramos de longitud tan corta como sea posible.

Es necesario que la estratificación se pueda mantener en los depósitos de almacenamiento dentro de unos límites, por lo que tanto su situación y posición, como el diseño de las conexiones de los depósitos es muy importante.

VI.3.- CARGAS Y DIMENSIONADO DE SISTEMAS

El dimensionado óptimo de un calentador solar de agua que cubra un determinado servicio de agua caliente, depende de una serie de factores, como,

- a) Las inversiones necesarias para el proyecto y construcción del sistema de energía solar
- b) Los costes de la energía auxiliar
- c) La latitud del lugar que influye en la orientación del colector, el clima, horas de sol, etc
- d) La temperatura del agua fría a suministrar

Para el caso de suministros domésticos de agua caliente se dispone de una gran número de experiencias a partir de las cuales se han desarrollado muchos diseños y proyectos, tendentes a producir agua a 65°C y un consumo medio de 45 Kg por persona y día; en estos casos, si se utilizan sistemas totalmente solares en regiones en las que el clima es muy soleado y los combustibles convencionales costosos, se sugieren capacidades de almacenamiento del orden de 2,5 veces la necesidad diaria, mientras que si se va a utilizar una fuente auxiliar de energía, el tamaño del depósito que se recomienda es de unas 1,5 veces la necesidad media diaria.

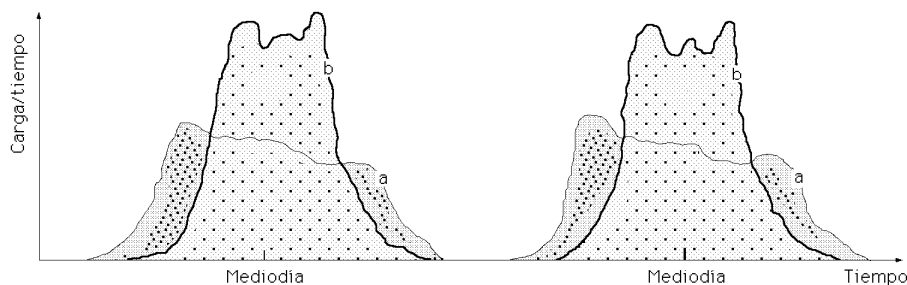


Fig VI.5.- Esquema de la dependencia en el tiempo de las cargas energéticas en un sistema de agua caliente, a) residencia; b) laboratorio u oficina.

Así para una familia de cuatro personas en un clima soleado, se sugiere una superficie del colector de unos 4 m² orientada al Sur, con una inclinación respecto a la vertical del orden de 0,9 para que la captación de energía solar anual sea lo más óptima posible.

La magnitud y la dependencia temporal de las cargas en edificios institucionales son más fáciles de predecir que en residencias particulares, quedando garantizado el diseño de los sistemas haciendo una mayor inversión en los mismos.

En la Fig VI.5 se muestra un esquema de las necesidades de agua caliente de dos edificios, en función del tiempo, como pueden ser una residencia (a) y un laboratorio o bloque de oficinas (b).

Los sistemas de circulación forzada se utilizan en grandes instalaciones, siendo los colectores en estos casos más grandes que los módulos individuales descritos anteriormente.

VI.4.- ENERGÍA AUXILIAR

En un proceso de calentamiento de agua por energía solar se puede obtener un grado de fiabilidad óptimo que cubra una carga determinada, teniendo en cuenta el tamaño correcto de las unidades de almacenamiento y el de una fuente de energía auxiliar.

En zonas de muy alta disponibilidad de energía solar, donde pocas veces haya nubes con una permanencia significativa, resulta práctico cubrir las cargas totales mediante sistemas de paneles termosolares; sin embargo, en climas de baja disponibilidad de radiación, (típico de los climas templados), es necesario disponer de un sistema auxiliar de alta fiabilidad para así evitar un sobredimensionamiento excesivo del sistema de paneles para la captación de energía solar, y evitar inversiones innecesarias.

La energía auxiliar se puede disponer de tres formas,

- a) Mediante el aporte de energía al depósito como se indica en la Fig VI.1*
- b) Aportando energía al agua a la salida del depósito, tal como se muestra en la Fig VI.2.*
- c) Suministrando energía directamente al agua de alimentación, a la entrada, realizando un by-pass en el depósito.*

Los dos primeros métodos son los de uso más corriente; teniendo en cuenta diferentes condiciones de temperatura ambiental, hora del día, y magnitud de las cargas, se ha calculado la fracción relativa de las cargas alimentadas y cubiertas por energía solar y por la energía auxiliar, y se ha encontrado que cuando los colectores funcionan en márgenes de temperaturas ligeramente por encima de las temperaturas ambientales, el método de aportación de energía auxiliar no resulta práctico mostrando el método *b* ligeras ventajas sobre los demás.

No obstante, si se eleva la temperatura mínima del agua en 20°C, el método *b* presenta ventajas significativas sobre el método *a* que, a su vez, es superior al método *c*. Las razones que originan los cambios en el COP cuando se modifica el método de aportación de energía auxiliar, conciernen directamente a la temperatura de funcionamiento del colector.

El suministro de energía auxiliar en la parte superior del depósito, método *a*, da como resultado una temperatura media mas alta, peor rendimiento del colector, y unas necesidades mas grandes de energía auxiliar.

El método *c*, que hace un by-pass en el depósito cuando su parte superior no está lo suficientemente caliente, desaprovecha parte de la energía solar captada en el colector.

El método *b*, con un calentador auxiliar modulado, maximiza la utilización del colector solar en cuanto al funcionamiento y minimiza las pérdidas del colector, funcionando éste a una temperatura media más baja que en cualquiera de los otros casos.

VI.5.- DISTRIBUCIÓN DEL FLUJO EN LOS COLECTORES

Un diseño standard y los cálculos de rendimiento de colectores se basan en el supuesto de una distribución uniforme del flujo ascendente de agua para cualquier tipo de colector; si éste flujo no es uniforme, las partes del colector que se corresponden con las subidas y que tienen un flujo de agua bajo, pueden llegar a alcanzar temperaturas significativamente más elevadas que aquellas otras que tengan velocidades de flujo más altas, por lo que el diseño de la disposición de los tubos colectores, tanto en los sistemas de colectores individuales como en los sistemas de colectores múltiples con circulación forzada es muy importante, ya que de ello depende la obtención de un buen rendimiento del colector. Los colectores con circulación natural tienden a corregir el flujo ellos mismos y en estos casos el problema es menor.

Los experimentos realizados en diversos bancos de colectores solares, han proporcionado en los tubos colectores superior e inferior una distribución de presiones, tal como se indica en la Fig VI.6, en la que se observa que las implicaciones de estas distribuciones de presión son evidentes; las caídas de presión de abajo hacia arriba resultan mayores en los extremos que en la parte central, dando lugar a flujos altos en las subidas extremas y flujos bajos en las subidas centrales.

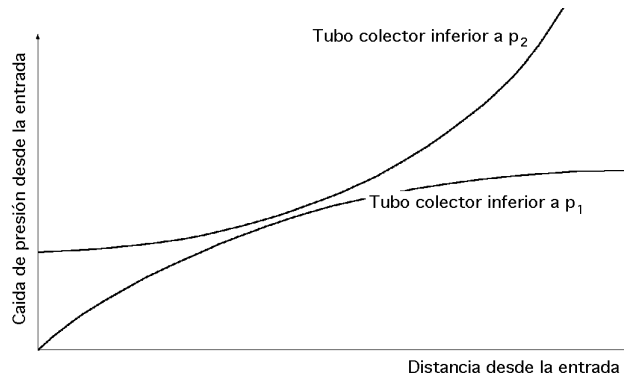


Fig VI.6.- Distribución de presión en los tubos colectores de un banco isotérmico de absorbedores

Por lo que respecta a las temperaturas en las placas absorbentes, los datos obtenidos en diversas experiencias muestran, del centro a los extremos, diferencias de temperaturas entre 10°C y 20°C, lo que constituye una falta de uniformidad bastante significativa; sin embargo, éste problema se puede paliar,

- a) *Conectando en serie unidades de baterías en paralelo*
- b) *Conectando en paralelo múltiples baterías en serie*

tal como se muestra en la Fig VI.7, obteniendo como resultado una distribución del flujo y de las temperaturas más uniforme.

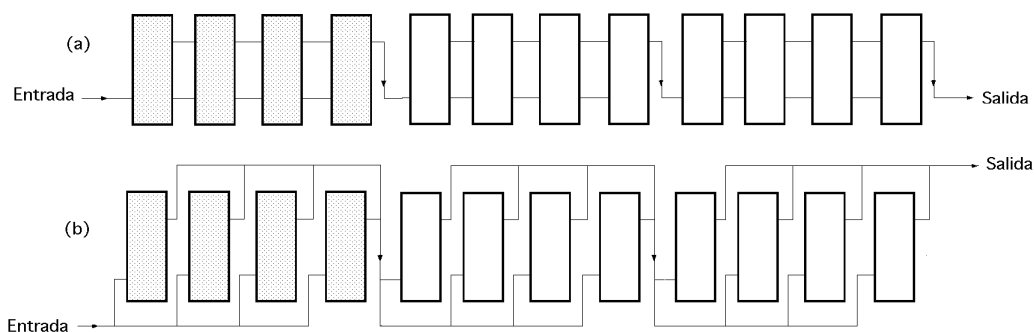


Fig VI.7.- Métodos de conectar bancos de colectores, a) Conexión de baterías en paralelo en serie
b) Conexión de baterías en serie en paralelo múltiple

Se recomienda que los colectores se diseñen con tubos lo suficientemente grandes, de forma que la caída principal de presión se origine en las subidas. Los bancos de hasta 24 subidas son interesantes tanto para la circulación natural como para la forzada; los bancos de circulación forzada de más de 24 subidas no se deben conectar en paralelo con más de 16 subidas; para series de bancos mayores se pueden usar conexiones en paralelo de baterías en serie.

VI.6.- TEMPERATURAS AMBIENTALES BAJO CERO

La temperatura del medio ambiente por debajo de 0°C impone problemas especiales en los sistemas de calentamiento de agua, ya que los colectores pueden estar expuestos a condiciones ambientales sin que haya radiación solar, durante largos períodos de tiempo; en estas circunstancias se pueden considerar tres tipos de soluciones posibles,

- Los colectores se pueden diseñar de forma que se vacíen durante los períodos en que no estén funcionando, o cuando exista la posibilidad de congelación.*
- En los colectores y en el intercambiador se pueden utilizar soluciones anticongelantes.*
- Los colectores se pueden diseñar para resistir ocasionalmente pequeñas congelaciones utilizando técnicas especiales, como tubos colectores superiores de goma butílica.*

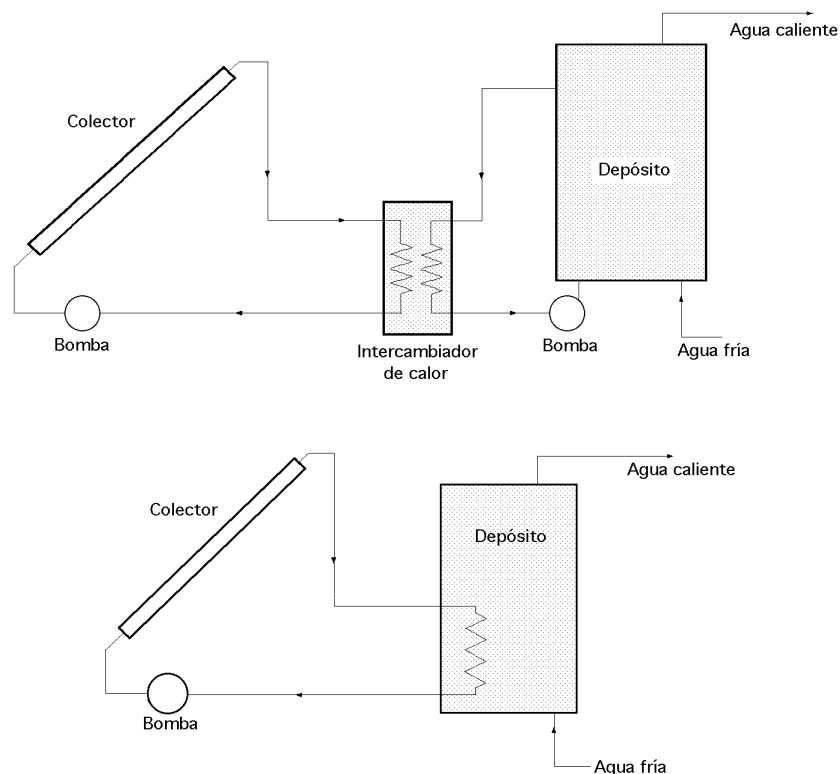


Fig VI.8.a.b.- Métodos para la utilización de líquidos anticongelantes en colectores solares para calentamiento de agua

La mayoría de las aplicaciones de calentadores de agua se hacen en condiciones en las que la congelación no constituya ningún problema; el uso de un líquido anticongelante impone el uso de un intercambiador adicional entre el colector y el depósito de almacenamiento, con disposiciones tales como las que se indican en las Fig VI.8.

Estos intercambiadores aumentan la temperatura de funcionamiento del colector en una cantidad que se corresponde con la caída de temperatura a través del cambiador; como regla empírica aproximada, cada $^{\circ}\text{C}$ de caída de temperatura en el cambiador implica un colector correspondientemente mayor.

VI.7.- CALEFACCIÓN SOLAR

El calor necesario para el acondicionamiento de edificios se puede suministrar mediante técnicas de energía solar con sistemas que, conceptualmente, no son más que versiones mayores de los utilizados en el calentamiento de agua.

Los fluidos utilizados más corrientemente para la transferencia de calor son, el agua y el aire. En los climas templados, se tiene que disponer de una fuente energética auxiliar convencional y el problema de diseño se reduce a decidir la combinación óptima entre la energía solar y la energía auxiliar.

Las llamadas *casassolares* que se han construido son edificios con grandes ventanas orientadas hacia el Ecuador, concebidas para admitir la radiación solar cuando el Sol esté bajo, durante el invierno.

Las ganancias térmicas que se pueden lograr con ventanas debidamente orientadas son significativas, aunque en los climas fríos es muy importante controlar las pérdidas térmicas durante los períodos de baja radiación solar, sobre todo durante la noche y tiempo nublado, para así poder conseguir ganancias adecuadas.

SISTEMAS DE CALEFACCIÓN SOLAR.- Los componentes principales de los sistemas solares de calefacción son:

- a) *El colector*
- b) *El sistema de almacenamiento*
- c) *La fuente de energía auxiliar convencional*

Para estos sistemas resulta útil considerar cuatro modos operativos básicos de funcionamiento, según sean las condiciones existentes en un momento determinado:

- a) *Si hay energía solar disponible y no hace falta calor en el edificio, la ganancia energética procedente del colector se añade al sistema de almacenamiento.*
- b) *Si hay energía solar disponible y hace calor en el edificio, la ganancia energética se utiliza para cubrir otras necesidades del edificio.*
- c) *Si no hay energía solar disponible, y hace falta aplicar calor en el edificio y la unidad de almacenamiento tiene cierta cantidad de energía almacenada, se utiliza dicha energía almacenada para cubrir las necesidades del edificio.*
- d) *Si no hay energía solar disponible, y hace falta calor en el edificio, y la unidad de almacenamiento se ha agotado, entonces hay que utilizar la energía auxiliar convencional para cubrir las necesidades del edificio.*

Hay que tener en cuenta una quinta situación según que la unidad de almacenamiento pueda estar totalmente calentada, sin cargas que cubrir, y con el colector en situación de ganar energía; en estas circunstancias no hay forma de utilizar ni almacenar la energía recogida y ésta no se puede aprovechar, por lo que tiene que desperdiciarse.

SISTEMA DE CALEFACCIÓN DE AIRE.- La Fig VI.9 muestra el esquema de un sistema básico de calentamiento de aire con una unidad de almacenamiento en lecho de guijarros y un sistema de

energía auxiliar; el medio de almacenamiento (guijarros) está contenido en la unidad de almacenamiento, mientras que el aire es el fluido utilizado para trasvasar la energía desde el colector al almacenamiento del edificio.

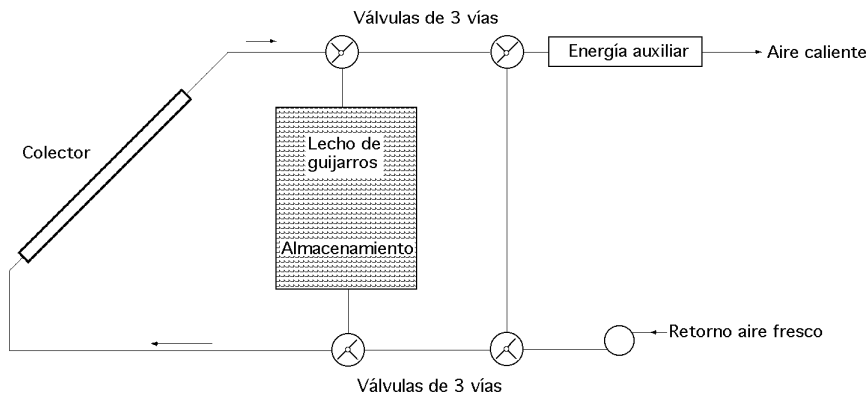


Fig VI.9.- Esquema del sistema básico de aire caliente

Los modos de funcionamiento se pueden conseguir mediante una adecuada disposición de las válvulas de distribución; con este sistema no es posible aportar y extraer energía al mismo tiempo; la utilización del sistema auxiliar se puede cambiar con el de suministro de energía al edificio desde el colector, o desde el almacenamiento, si dicho suministro es inadecuado para cubrir las cargas.

El ventilador-compresor está en el lado de la corriente ascendente al colector, lo que permite que los colectores funcionen a presiones ligeramente superiores a la atmosférica; también se puede situar el ventilador de forma que la presión en los colectores sea inferior a la presión atmosférica, lo que puede resultar ventajoso para controlar los escapes.

Los sistemas que se basan en este procedimiento, cuando se les compara con los que utilizan agua como medio de transferencia de calor, tienen varias **ventajas** como,

- a) No existen problemas de congelación en los colectores
- b) Los problemas en el diseño se reducen al mínimo para los casos de sobrecalentamiento durante los periodos en los que no se extraiga energía,
- c) Los sistemas de calefacción de aire son de uso corriente
- d) Los problemas de corrosión se reducen al mínimo
- e) En estos sistemas se utilizan equipos de control convencionales

Los **inconvenientes** son,

- a) Los costes relativamente altos de bombeo del fluido, sobre todo si no se diseña con cuidado la unidad de almacenamiento
- b) Unos volúmenes relativamente grandes de almacenamiento
- c) La dificultad de añadir acondicionadores de aire a los sistemas por absorción convencionales

Para calcular el COP **de un edificio por energía solar**, equipado con sistemas para calentamiento de agua doméstica, calefacción de espacios y acondicionamiento de aire, se pueden utilizar modelos de uno o varios componentes cuyo estudio permite determinar el rendimiento térmico y cómo estas predicciones del rendimiento se pueden utilizar para llegar a sistemas con un mínimo coste total.

En la Fig VI.10 se muestra esquemáticamente un sistema de calefacción sin aire acondicionado; la mayoría de los parámetros de diseño como son el área del colector y su superficie óptima, se seleccionan de acuerdo con la climatología del lugar.

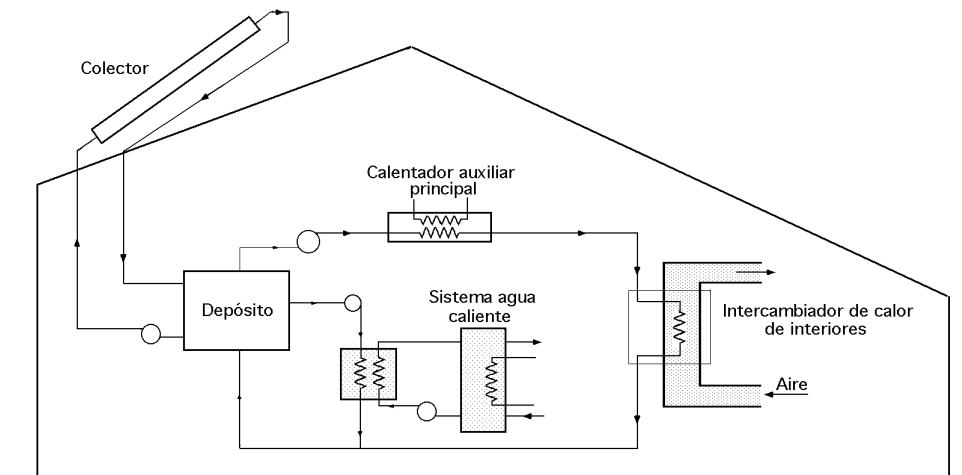


Fig VI.10.- Esquema de calefacción solar

Los componentes principales del sistema, y la forma en que se pueden modelizar, se resumen como sigue:

a) El colector solar es un calentador de agua de placa plana con unas características determinadas, en el que se puede despreciar su capacidad calorífica. Se puede suponer que tanto el colector, como el resto del sistema, funcionan a una presión máxima del orden de dos atmósferas absolutas; la temperatura máxima del colector se puede limitar a 110°C ; el exceso de energía se elimina mediante un sistema que permite mantener las condiciones de salida del fluido del colector por debajo de los límites de temperatura supuestos.

b) El depósito de almacenamiento puede ser un depósito de agua y su tamaño viene fijado por la superficie del colector. Se puede diseñar como un depósito de tres secciones, parcialmente estratificado, o como un depósito uniforme; las pérdidas térmicas del depósito van al interior del edificio.

c) El servicio de agua caliente sanitaria se puede suponer compuesto de varios elementos, basados en la idea de que se podría utilizar un calentador convencional de gas o de electricidad, con aportación de energía solar como medio de suministro de energía; la energía solar se podría suministrar entre el depósito principal de almacenamiento y el depósito de agua caliente doméstica a través de un intercambiador de calor.

Si el depósito no está estratificado, se puede considerar que el agua se encuentra a una temperatura uniforme; cuando su temperatura no se pueda mantener a la temperatura mínima de control, se puede hacer un aporte de energía auxiliar al depósito, transfiriéndole energía mediante un intercambiador de calor.

d) Un intercambiador de agua-aire constituye un medio por el cual se transfiere energía desde el depósito al edificio; se puede modelizar teniendo en cuenta su NTU.

e) El sistema de suministro principal de la energía auxiliar es un calentador de dos etapas, en serie con el depósito de almacenamiento y con el intercambiador de agua-aire; teniendo en cuenta las condiciones de diseño, esta disposición proporciona, en algunas circunstancias, resultados en los que el aporte de energía por el calen-

tador auxiliar es mayor que la carga sobre el intercambiador, añadiendo así energía auxiliar al depósito de almacenamiento, lo que hace al colector menos eficaz que si fuese de otra forma.

f) Se puede suponer que las paredes del edificio son de construcción standard, con buen aislamiento y con un 15% de su superficie destinada a ventanas. El colector se puede instalar de forma que no afecte al balance energético de la casa. El cálculo de las ganancias y pérdidas térmicas, así como los efectos de la capacidad calorífica de la estructura, se determinan mediante una red térmica instalada en el edificio; la estructura interior y el mobiliario influyen en la temperatura sobre la que se basa el control, función también de los efectos de filtración de humedades y de la generación de energía dentro del edificio.

Tabla VI.1.- Esquema de un tipo de control y modos de funcionamiento de un sistema de calefacción

Temperatura de calefacción		Auxiliar alto	Auxiliar bajo	Calentador de espacios
Temperatura baja		Apagado	Apagado	Se apaga
T(caliente),0		Apagado	Se apaga	Encendido
T(caliente),0		Apagado	Apagado	Se enciende
T(caliente),1		Se apaga	Encendido	Encendido
T(caliente),1		Apagado	Se enciende	Encendido
T(caliente),2		Se enciende	Encendido	Encendido

indica que la temperatura de la habitación está por encima de la temperatura de control

indica que la temperatura de la habitación está por debajo de la temperatura de control

g) El control del colector se basa en dos temperaturas, En la existente dentro del depósito de almacenamiento cuando éste sea uniforme o en la del fondo del depósito en caso de almacenamiento estratificado y en la temperatura calculada a la salida del colector. Siempre que ésta última temperatura sea mayor, es decir, cuando se puede ganar energía útil, el colector entra en funcionamiento poniéndose en marcha la bomba que hace circular el agua; este control es idéntico al de un sistema basado en la medida de las temperaturas del tubo colector superior y del depósito de almacenamiento.

h) El control del sistema de calefacción se basa en la temperatura existente en el interior del edificio; el control de la calefacción se puede hacer mediante un sistema de cuatro temperaturas de control, tal como se indica el funcionamiento en la Tabla VI.1.

VI.8.- SISTEMAS DE CALENTAMIENTO DE AGUA SANITARIA

La Fig VI.11 muestra el esquema de un sistema básico de calentamiento de agua sanitaria, con almacenamiento en depósito de agua y una fuente de energía auxiliar; este sistema permite un control independiente de la sección de colector solar, almacenamiento del sistema por una parte, y de la sección de {almacenamiento-fuente auxiliar-carga del sistema} por otra, puesto que se puede añadir al almacenamiento agua calentada por energía solar, al mismo tiempo que se está bombeando agua caliente del almacenamiento para cubrir las carga en el edificio. En el sistema representado se ha dispuesto un *by-pass* de la unidad de almacenamiento para evitar calentar el depósito con energía auxiliar.

Las **ventajas** del calentamiento de agua incluyen:

a) La utilización de un medio de almacenamiento y de transferencia de calor común, evitándose así las caí-

das de temperatura al transferir energía dentro y fuera del almacenamiento

b) Un volumen de almacenamiento más pequeño

c) Una adaptación del suministro de energía a los acondicionadores de aire por absorción relativamente fácil

d) El bombeo del fluido que transfiere calor precisa de un aporte energético relativamente bajo

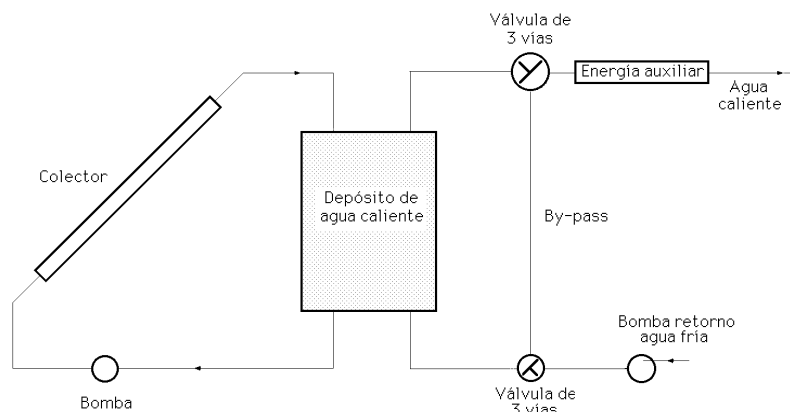


Fig VI.11.- Esquema de un sistema básico de agua caliente

El uso de agua implica los siguientes inconvenientes:

a) Los sistemas solares de calentamiento de agua funcionan a temperaturas inferiores a las de los sistemas de agua convencionales, por lo que precisan de una superficie de transferencia de calor adicional

b) Puede darse el caso de que los calentadores de agua funcionen a temperaturas excesivamente altas, sobre todo en la primavera y en el otoño, por lo que estos sistemas tienen que disponer de un medio de eliminación de energía y evitar así la ebullición del agua y el exceso de presión

c) También hay que tener en cuenta la eliminación de los problemas de corrosión.

VI.9.- REFRIGERACIÓN SOLAR POR ABSORCIÓN

Para el funcionamiento de enfriadores de absorción, por energía solar, se pueden utilizar técnicas como las que se proponen a continuación,

a) Utilizar enfriadores continuos, similares en su construcción y funcionamiento a las unidades convencionales de gas o de fluidos condensables; la energía se suministra al generador desde el sistema {colector solar-almacenamiento auxiliar}, siempre que las condiciones dentro del edificio indiquen la necesidad de refrigeración.

b) Utilizar enfriadores intermitentes, similares a los empleados en la refrigeración de alimentos, comercializados desde hace años en zonas rurales, antes de que se extendiese la refrigeración por compresión y la electrificación. No se utilizan enfriadores intermitentes para acondicionamiento de aire, ni tampoco se han hecho grandes estudios que aconsejen su posible aplicación al acondicionamiento de aire por energía solar.

Es posible adaptar colectores de placa plana para funcionar con ciclos frigoríficos de absorción, Fig VI.12; la influencia de los límites de temperaturas sobre el funcionamiento de los colectores de placa plana, hace que sólo se puedan considerar máquinas comerciales con sistemas de **bromuro de**

litio-agua, Li-Br-H₂O, que requieren agua de refrigeración para enfriar el absorbedor y el condensador, por lo que su empleo puede llegar a requerir el uso de una torre de refrigeración.

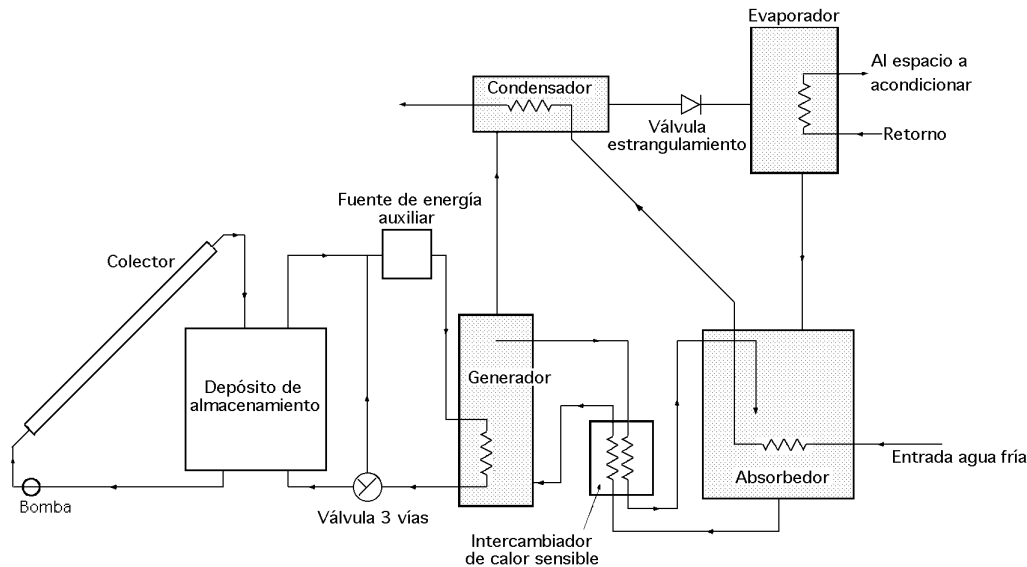


Fig VI.12.- Esquema de un sistema de acondicionamiento de aire por absorción, funcionando con energía solar

La utilización de enfriadores *amoniaco-agua* en la forma en que actualmente están comercializados, resulta difícil debido a las altas temperaturas que necesita el generador, que precisaría de colectores cilíndrico parabólicos. El utilizar enfriadores diseñados para funcionar con energía solar implica generadores con temperaturas de funcionamiento inferiores, lo que supone mejores niveles de entrada de energía al generador desde el colector y mejor funcionamiento dentro de un determinado rango de temperaturas.

Si las exigencias de la refrigeración, más que las cargas de calefacción, fijan el tamaño de la superficie colectora, resulta ventajoso diseñar enfriadores con un COP más alto de lo acostumbrado; por ejemplo, para disminuir las exigencias de entrada de energía se pueden utilizar evaporadores de doble efecto, lo que implica que tanto las condiciones como las restricciones para el funcionamiento con energía solar, pueden dar lugar a diseños de refrigerantes distintos a los utilizados para funcionar con combustibles en sistemas convencionales. Un cálculo de costes indica que el funcionamiento de estos sistemas resulta competitivo con el clásico de compresión que funciona eléctricamente.

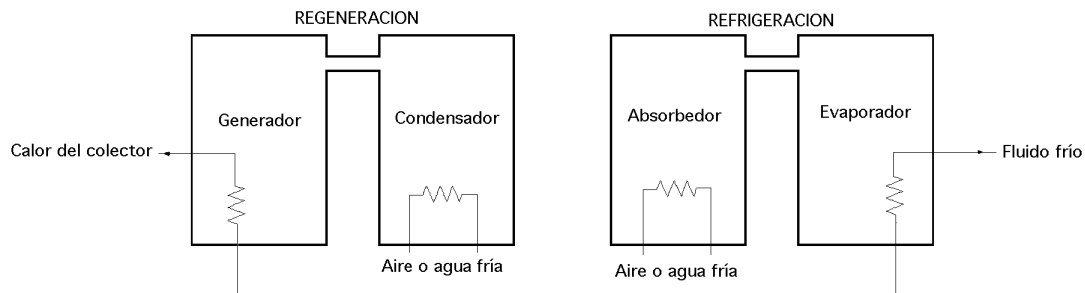
Estudios realizados con energía solar en una serie de enfriadores de *amoniaco-agua*, que utilizan colectores de placa plana, sin almacenamiento, han demostrado que el rango de temperaturas para el suministro del agua al generador tiene que estar comprendido entre 60°C y 90°C, no especificándose la temperatura del agua del condensador. Las concentraciones del amoniaco en el absorbedor y en el generador están comprendidas entre el 58% y el 39% según el suministro de energía.

El enfriamiento por absorción intermitente constituye una alternativa a los sistemas continuos; los trabajos realizados sobre estos ciclos se han dirigido principalmente a la refrigeración para la conservación de alimentos, más que a los sistemas de climatización.

En los ciclos de acondicionamiento de aire, la destilación del refrigerante del absorbente se rea-

liza durante la etapa de regeneración, condensándose y almacenando el refrigerante; durante la etapa de enfriamiento del ciclo, el refrigerante se evapora y queda reabsorbido.

El almacenamiento en forma de absorbente y refrigerante separado se muestra en el esquema de la Fig VI.13; variantes de este ciclo utilizan pares de evaporadores y condensadores, así como otros dispositivos, lo que proporciona una capacidad de enfriamiento esencialmente continua y un COP mejorado.



A la izquierda, el ciclo de regeneración. A la derecha, el ciclo de refrigeración.
El generador-absorbedor es un único recipiente que realiza ambas funciones

Fig VI.13.- Esquema de un ciclo de enfriamiento intermitente por absorción.

Los sistemas *refrigerante-absorbente* utilizados en ciclos intermitentes son mezclas $\text{NH}_3\text{-H}_2\text{O}$ y $\text{NH}_3\text{-NaSCN}$; en este último, el absorbente es una solución de (NaSCN) en NH_3 , actuando el NH_3 como refrigerante, sistema que presenta buenas propiedades termodinámicas para ciclos destinados a la fabricación de hielo, mediante un enfriador intermitente de $\text{NH}_3\text{-H}_2\text{O}$, utilizando para la regeneración un colector de concentración cilíndrico parabólico.

También se han desarrollado experiencias de máquinas intermitentes funcionando con $\text{NH}_3\text{-H}_2\text{O}$ en las que el aporte energético se realiza mediante colectores de placa plana, y en las que el absorbedor y el generador están separados. El generador forma parte del colector de placa plana; el fluido que circula por los tubos es una solución del *refrigerante-absorbente* mediante una combinación de termosifón y bomba de burbujas.

VI.10.- SISTEMAS DE CAPTACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CALOR EN MUROS

Una característica interesante del almacenamiento de energía solar que se utiliza en edificios, es la combinación *colector-almacenamiento*, en una única parte estructural del mismo, como puede ser un muro orientado al sur. Los muros son verticales, mientras que el ángulo de incidencia θ_s de la radiación solar sobre ellos, resulta alto en invierno y bajo en verano, por lo que son sistemas adecuados para funcionar en invierno.

Una estructura experimental de este tipo consiste en una serie de pequeños cubículos a lo largo de la fachada orientada al Sur, compuesta por un cristal doble y una pared detrás de los cristales hecha de un material idóneo para el almacenamiento de calor. Para el aislamiento se pueden usar sombrillas y para la circulación del aire ventiladores que controlen las pérdidas y aumenten la velocidad de transferencia de calor desde el muro de almacenamiento hasta la habitación.

En la Fig VI.14 se muestra una sección transversal de un muro orientado al Sur que tiene una

cubierta con dos cristales; a una distancia de 10 a 20 cm de la cubierta hay un muro de hormigón de unos 20 cm de grosor, pintado de negro, que sirve tanto como absorbedor de radiación, como de medio de almacenamiento de calor. En la parte alta y baja del muro de hormigón hay unas aberturas o rejillas, de forma que el aire circula por convección natural, a través del espacio comprendido entre el cristal y el muro de hormigón, no precisando de ningún elemento exterior.

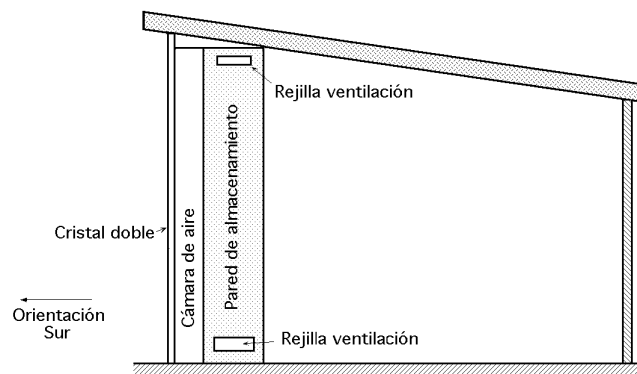


Fig VI.14.- Esquema de una casa con calentamiento del muro Sur por energía solar

VI.11.- SISTEMAS DE COLECTOR RADIADOR Y ALMACENAMIENTO

En zonas áridas, en las que los tejados son planos y horizontales, se pueden combinar un colector-radiador y un medio de almacenamiento, en forma de capa de agua de unos 25 cm de profundidad, en bolsas de plástico negro, apoyadas en la estructura del tejado, sobre las que se dispone un aislamiento móvil que, al retirarse a un lado, permite que el agua y el plástico puedan absorber la radiación durante el día en la temporada de calefacción, o radiarla al cielo nocturno durante la temporada de refrigeración. Para evitar pérdidas de energía nocturnas o absorción durante el día, en las temporadas de calefacción y refrigeración se puede situar el aislamiento sobre el tejado, o por debajo del mismo, de forma que controle las transferencias de calor por radiación y convección, entre el medio de almacenamiento y el hábitat interior.

VI.12.- SISTEMAS CON BOMBA DE CALOR Y RADIADOR COLECTOR

Para suministrar calefacción o refrigeración a edificios existen sistemas que utilizan colectores sin cubiertas, como colectores diurnos y radiadores nocturnos, depósitos de almacenamiento de agua fría y caliente, y bombas de calor, que aseguran unas adecuadas diferencias de temperatura entre ellos.

Para edificios de una sola planta con tejados orientados al Sur, en lugares en los que la radiación solar es alta, con poca lluvia, veranos cálidos, inviernos suaves, y pequeñas velocidades del viento, se pueden cubrir éstos con planchas de cobre con tubos embutidos, pintados de un color oscuro, que funcionan como colectores de energía solar para calentar agua, y como radiadores para radiar calor al cielo nocturno. Un depósito de agua vertical, dividido en su punto medio por un deflector térmico, proporciona el almacenamiento tanto de agua caliente en la sección superior, como de agua fría en la sección inferior; además se puede disponer de una bomba de calor para la transferencia de calor desde la sección fría del depósito a la caliente; el serpentín del condensador

- Sólo calefacción
- Sólo refrigeración
- Calefacción y refrigeración

Temperatura del colector: Máxima= 99°C
 Mínima verano= 82°C
 Mínima invierno= 35°C

El diagrama muestra un sistema de calefacción por agua caliente. El agua caliente del colector solar (T_{máx} = 99°C) fluye hacia un depósito de agua caliente (T_{máx} = 93°C). Desde el depósito, el agua puede ser distribuida a través de una válvula de 3 vías a una bomba y a una energía auxiliar. La bomba también puede ser utilizada para mover agua desde el depósito hacia el sistema de aire acondicionado. El sistema de aire acondicionado puede ser calentado o enfriado, dependiendo de la configuración de la válvula de 3 vías. Las temperaturas de operación del sistema de aire acondicionado son T_{máx} = 93°C y T_{mín} = 30°C.

El diagrama ilustra un sistema de calefacción por agua caliente que incorpora una bomba de calor. El ciclo de refrigerante comienza en el colector solar, pasa por el almacenamiento, el vaporizador, el condensador y el compresor, y finalmente retorna al almacenamiento. El sistema también incluye un ventilador, una bomba y un retorno de aire del edificio.

b) Para el funcionamiento de sólo refrigeración, el agua del depósito superior se enfría con la radiación nocturna del colector-radiador; se retira el agua de refrigeración de la parte inferior del depósito para enfriar el edificio, y cuando las necesidades del mismo lo exijan, la bomba de calor hace descender la temperatura del agua en la sección inferior.

c) Para el funcionamiento como calefacción y refrigeración, en primavera y otoño, el agua calentada por energía solar se almacena en la parte superior del depósito, y el agua enfriada por la radiación en la parte inferior del mismo; tanto la calefacción como la refrigeración del edificio se obtienen a partir de la sección del depósito correspondiente, superior o inferior.

La bomba de calor funciona en el sentido de elevar la temperatura en la sección superior, o de descender la temperatura en la sección inferior, de acuerdo con las necesidades del edificio. Con los sistemas utilizados en la refrigeración del edificio por medio de paneles radiantes, no es posible conseguir una buena deshumidificación, ya que estos sistemas extraen el calor del aire de la habitación, a temperaturas muy por encima de las temperaturas a que se encuentran los evaporadores de los acondicionadores de aire normales, por lo que su uso queda restringido a ser utilizados sólo en climas secos, si es que no se les dispone de los correspondientes deshumidificadores.

El COP de los colectores solares es más alto a temperaturas bajas, siendo el COP de las bombas de calor más alto cuando la temperatura del evaporador es más alta, por lo que se ha considerado la utilización de los colectores solares como fuentes térmicas para las bombas de calor.

Un esquema de un sistema de este tipo se presenta en la Fig VI.16, mostrándose el almacenamiento en el lado del evaporador de la bomba de calor de una sola fase. También se puede disponer el almacenamiento de calor en el lado del condensador; en este caso, hay que adaptar la capacidad de la bomba de calor a la máxima energía disponible en el colector, en lugar de a las máximas cargas de calefacción de la casa, siendo posibles otras variantes.

El COP y el coste del colector y de la bomba de calor se mejoran cuando los dos elementos funcionan unidos en vez de por separado; a la hora de comprar los dos componentes hay que tener en cuenta que ésto puede representar una mayor inversión, así como la desventaja de tener que utilizar energía eléctrica, que podría ocasionar una distribución desfavorable de cargas en las plantas generadoras.

VII.- CENTRALES TERMOSOLARES

ORIENTACIÓN DE HELIOSTATOS

VII.1.- INTRODUCCIÓN

Las centrales de potencia termosolares de alta temperatura, para la transformación de la energía solar en eléctrica, mediante un ciclo termodinámico, consisten en general, en un adecuado ordenamiento de espejos, llamados heliostatos, situados sobre un terreno, ordenados y orientados automáticamente, para que en todo momento reflejen la radiación solar directa que incide sobre ellos, en un receptor situado a gran altura sobre el terreno en el que van ubicados los espejos, de forma que toda la energía se transporte al mismo tiempo por radiación.

En el diseño de una central de energía solar para la obtención de electricidad mediante un ciclo termodinámico recorrido por vapor de agua, se pueden considerar dos partes perfectamente diferenciadas,

- a) El concentrador de energía solar*
- b) El receptor de energía que se comporta como caldera del ciclo termodinámico*

La característica más notable de las centrales de potencia de energía solar, radica posiblemente, en que todos sus subsistemas utilizan tecnologías conocidas; así, el subsistema de conversión de la energía térmica del vapor en energía cinética de rotación en la turbina, y en electricidad en el alternador, son de tipo convencional, evitándose así la necesidad de un trabajo de investigación, al tiempo que se reduce la posibilidad de un error.

VII.2.- RECEPTORES

El receptor puede ir instalado en el centro del campo especular, o bien, desplazado hacia el Sur, dando lugar a los campos Norte de heliostatos; el receptor debe estar situado en el campo visual de los espejos, lo cual se cumplirá tanto mejor, cuanto más elevado se encuentre, minimi-

zándose así los problemas de interferencia y solapamiento entre espejos vecinos.

Desde un punto de vista relativo a la absorción de energía, los receptores pueden ser de dos tipos,

a) De cavidad

b) De recepción energética exterior

Los de *cavidad* pueden ser de eje vertical o de eje horizontal, tienen una abertura por la que penetran los rayos solares reflejados, que deben tener unas dimensiones mayores que las de los espejos más alejados, teniendo presente la dispersión de la luz reflejada. Dentro de la cavidad se puede conseguir una absorción de luz de hasta un 95%, y relaciones de concentración comprendidas entre 300 kW/(h.m²) y 3500 kW/(h.m²); esta absorción se puede lograr mediante una conveniente disposición de tubos negros, por cuyo interior circula un fluido que se quiere calentar, que deben adaptarse lo mejor posible a la forma de la cavidad, para evitar pérdidas de energía al exterior.

Los receptores de cavidad de eje horizontal, parecen ofrecer mayores ventajas para cuando la altura de la torre sea pequeña; en cambio, cuando los heliostatos estén muy próximos a la torre, se utilizan cavidades de eje vertical.

Los receptores que no son de cavidad, y que por lo tanto absorben la energía solar por su parte exterior, se diseñan generalmente como volúmenes de revolución, pudiendo ser su eje de simetría vertical u horizontal, dependiendo esto de la forma del campo de heliostatos. Los tubos absorbentes se disponen externamente, formando la superficie lateral del receptor; su principal inconveniente radica en que las pérdidas térmicas al exterior, por convección y radiación, son mucho mayores que en los receptores de cavidad, pudiéndose paliar en parte, con una adecuada preparación de los tubos absorbentes, en los que el fluido motor se calienta, aumenta su entalpía, y podrá vaporizarse o no; si no se vaporiza, se le lleva a un intercambiador de calor, en donde en contracorriente se vaporiza otro fluido a expensas del calor cedido en la refrigeración del primero que procede del receptor.

Si el fluido que circula por los tubos absorbentes se vaporiza y recalienta en ellos, podrá utilizarse directamente en una turbina apropiada, acoplada convenientemente a un alternador.

El vapor condensará a la salida de la turbina y mediante un sistema de bombeo se introduce de nuevo al fluido en el receptor, cerrándose así un ciclo termodinámico. De esta forma pueden lograrse vapores recalentados a presiones comprendidas entre 100 Atm y 150 Atm, y temperaturas del orden de 550°C, como en cualquier central térmica convencional.

El receptor puede diseñarse de forma que sus tubos absorbentes de energía cumplan condiciones parecidas a las que soportarían en la cámara de combustión y radiación de una central térmica.

La liberación de calor durante la conversión termodinámica presenta un problema especial, y es el de la refrigeración, por cuanto por cada 100 MW de potencia obtenida, se necesitarían 20.000 m³ de agua de refrigeración por hora; como es muy probable que las futuras centrales de potencia solares se instalen en desiertos o en tierras semiáridas, se comprende la necesidad de obtener este caudal de agua, lo cual restringirá notoriamente la elección de estos lugares.

VII.3.- EL CAMPO CONCENTRADOR

El campo concentrador está conformado por los heliostatos, que están formados por una serie de espejos planos, dispuestos convenientemente sobre una estructura soporte; pueden tener diversas geometrías, dependiendo fundamentalmente del tipo de receptor; en todo momento deben seguir el movimiento aparente del Sol, bien en forma individual mediante células ópticas, o en forma colectiva mediante ordenador, en el que su programa puede ser modificado diariamente, permitiendo a su vez seguir al Sol aún con cielo nublado.

La energía consumida para la dirección y orientación de los heliostatos es relativamente baja, ya que para un solo heliostato de 50 m² de superficie especular y 2 Tm de peso medio, se ha calculado son suficientes 60 W.

El concentrador de energía se puede diseñar de muchas formas, pero una muy cómoda es la de corona circular, en la que los heliostatos irían dispuestos según un ordenamiento a base de anillos concéntricos; en principio se pueden suponer de forma que no dejasen entre sí ningún espacio vacío, dando por lo tanto, en todo momento, la sensación de un campo especular continuo, es decir, la superficie de los espejos sería igual a la del terreno sobre la que iría ubicado el concentrador, solución que daría lugar a un rendimiento máximo desde el punto de vista energético, pero no del económico. Por lo tanto, los heliostatos deben ir en una disposición que mantenga entre ellos unas distancias determinadas, fijadas por un factor de rendimiento especular y de utilización del campo.

Para que toda la energía solar que llegue a este terreno pueda ser reflejada por el concentrador, existe el inconveniente de que la superficie especular del mismo no se puede utilizar al máximo, debido a fenómenos de solapamiento de sombras de unos heliostatos sobre otros; el modelo de campo continuo tiene la ventaja fundamental, de que todos los cálculos relativos a las propiedades del concentrador, y a las densidades de energía reflejadas por el mismo, pueden hacerse por integración; sin embargo ésto no supone ninguna restricción a los demás campos, que perfectamente pueden simular su funcionamiento mediante ordenador.

Para tener una idea de la energía reflejada, consideraremos el campo colector de espejos, como una disposición de anillos planos concéntricos, planteando los siguientes modelos de concentrador:

a) Modelo especular continuo de espejos infinitesimales, en el que el campo colector consiste en un círculo especular, de centro la base de la torre, hasta un ángulo máximo que define la circunferencia del círculo; cada espejo está perfectamente individualizado para que pueda cumplir con las leyes de la reflexión.

b) Modelo especular de dimensiones finitas, considerando espejos planos cuadrados, dispuestos en anillos circulares; cada anillo estará formado por un conjunto de heliostatos, de forma que cuando todos estén horizontales, las distancias entre sus bordes serán nulas, constituyendo un campo continuo de espejos. Con esta disposición consideraremos dos casos:

Campo continuo desde la base de la torre hasta un ángulo periférico máximo.

Campo continuo, para dos ángulos cenitales, comprendido entre los círculos de radios R_m y R_M respectivamente.

c) Modelo especular discontinuo de anillos de heliostatos en los que la distancia radial r entre anillos es mayor que la anchura l de cada uno.

d) Se pueden considerar también concentradores formados por bandas de anillos especulares, que se

corresponda con la anchura de un heliostato.

Según sea la posición del Sol, los heliostatos pueden interferirse mutuamente, en el sentido de que uno de ellos puede servir de pantalla de la radiación solar directa a uno o más que estén detrás, produciendo un efecto de sombra, o bien, bloquear la radiación solar reflejada por los heliostatos contiguos posteriores, reduciendo de esta forma la energía que es posible enviar sobre el receptor. Para reducir estos efectos conviene situar el receptor lo más alto posible sobre el terreno horizontal, que contiene al campo de heliostatos, al tiempo que los heliostatos se distancian entre sí.

VII.4.- CONSIDERACIONES GEOMÉTRICAS

Como el receptor va colocado a una cierta altura sobre el plano del concentrador, en el eje de simetría vertical del mismo, debe cumplir a su vez una serie de requisitos, que determinarán su forma y sus propiedades. Se puede considerar que la forma del concentrador tiene que imponer una simetría al receptor, que permita considerarle como un volumen de revolución. Su forma y tamaño, a su vez, dependerán de la distancia a que se encuentren los heliostatos de la base de la torre sobre la que iría ubicado el receptor.

Lo ideal sería que la normal a la superficie exterior del receptor, coincidiese en todo momento con la dirección de los rayos solares reflejados por los heliostatos, lo cual, para todo el concentrador, se conseguiría únicamente con un receptor semiesférico; cuando el ángulo cenital formado por los rayos reflejados fuese pequeño, se impondría el que el receptor tuviese forma de disco plano horizontal; si se aumenta este ángulo medio, la forma ideal sería la de un tronco de cono invertido, y para ángulos grandes, se impondría la forma de un cilindro vertical.

Para determinar los diversos parámetros que intervienen en una central termosolar conviene estudiar por separado el concentrador y el receptor, obteniendo sus propiedades individualmente, pero con la condición de que la energía reflejada por el concentrador, tiene que ser la misma que intercepte el receptor, y de ahí poder obtener, no sólo las densidades energéticas correspondientes a diversos campos concentradores y tipos de receptores, sino su distribución sobre el receptor, para diversos grupos de anillos, y para el campo total, así como las propiedades comunes del conjunto concentrador-receptor.

Las características teóricas de un modelo de concentrador-receptor son numerosas y generales, por cuanto pueden ampliarse a otras formas de concentradores, por ejemplo, a sectores de corona circular, manteniendo o no el tipo de receptor, y utilizando la misma formulación, variando únicamente los límites de integración. Además, se puede aplicar también a receptores de cavidad de cualquier tipo, sustituyendo la superficie lateral de revolución del receptor, por su plano tangente.

Con medios informáticos se pueden simular un modelo astronómico que tiene en cuenta el movimiento diurno aparente del Sol, y su proyección estereográfica sobre la superficie terrestre. A la hora de su aplicación se tendrán en cuenta los datos de insolación propios del lugar donde esté ubicado el campo concentrador presentando valores estadísticos sobre horas de insolación diarios, mensuales e incluso anuales

En la simulación por ordenador de los diversos modelos de campo concentrador, habrá que tener en cuenta que se les puede considerar como una disposición de espejos ordenados sobre el

terreno según anillos circulares, con el terreno horizontal, aunque la formulación se puede ampliar a anillos circulares horizontales a diversos niveles, o sobre planos inclinados un ángulo y respecto a la horizontal; los anillos de espejos son concéntricos respecto a la base de la torre, en cuya cima va instalado el receptor, existiendo disposiciones rectangulares a las que también se puede aplicar lo mismo.

En cada instante, los heliostatos deberán tener una orientación muy concreta, ya que tendrán que seguir el movimiento aparente del Sol, reflejando la energía solar directa al receptor, por lo que la imagen solar reflejada estará en todo momento sobre el mismo, por lo tanto, podemos considerar el campo de espejos como un gigantesco campo móvil parabólico, en el que en cada instante ninguno de los espejos tiene la misma inclinación que cualquiera de ellos, y en el que los espejos ocuparán las posiciones de los planos tangentes a la familia de paraboloides de revolución, de eje la dirección de los rayos solares incidentes, y de foco, el receptor situado en lo alto de la torre, en los puntos en que esta familia corta al plano horizontal del terreno.

El sistema de seguimiento del movimiento aparente del Sol lo será por el método de orientación según dos ejes, vertical acimutal-horizontal de elevación (Alt-acimut), mediante un servomecanismo impulsado por motores eléctricos; cuando el modelo de receptor sea puntual, todos los espejos enfocarán a un punto único; si el modelo de receptor es cilíndrico vertical, los heliostatos enfocarán, bien por anillos, o bien por bandas de anillos, a puntos situados por encima o por debajo del punto focal F, obteniéndose una distribución de energía lo más uniforme posible sobre el receptor.

Los modelos que se desarrollan llevan asociados una serie de consideraciones prácticas de tipo general. Así, cada heliostato está constituido por un conjunto de espejos, de superficie de sección cuadrada; ésto se realiza así para abaratar su precio, tanto el de coste e instalación, como el de mantenimiento.

Asimismo se tendrán en cuenta los errores de construcción y de dirección más característicos para la puesta a punto de los heliostatos, como:

Deformación del haz reflejado debido a la acción del viento sobre la estructura

Errores en la cadena cinemática de dirección de espejos

Errores constructivos en la perpendicularidad del eje

Imperfecciones de las superficies reflectantes

Errores de dirección de los espejos.

En consonancia con los modelos de concentradores consideraremos los siguientes modelos de receptor,

Receptor puntual, para el modelo de campo de espejos infinitesimales, que permite concentraciones energéticas máximas

Receptores en forma de cuerpo de revolución, cuyo eje coincidirá con el vertical de la torre, y que funcionan como auténticos intercambiadores de calor.

VII.5.- REALIDADES Y PROYECTOS

De entre los proyectos que en la actualidad están en desarrollo, bien en funcionamiento, o en período de construcción, citaremos los siguientes,

La central solar Eurelius, en Adrano (Sicilia), proyecto patrocinado por la CEE, con una potencia de 1 MW; consta de 182 heliostatos, con 6.216 m² de superficie especular, y una torre de 55 metros de altura.

En Estados Unidos destacan los proyectos a todos los niveles de los Laboratorios Sandia en los desiertos de New México, y sobre todos, la central solar de Barstow en California, con una potencia inicial de 10 MW y 1.816 heliostatos, dispuestos según un ordenamiento circular de radio máximo 400 metros, con una superficie especular de 70.300 m², distribuidos en 400.000 m² de terreno; la altura de la torre es de 91 metros, la temperatura máxima del vapor de 480°C, el coste estimado de 140 millones de dólares, y puede abastecer de electricidad a una comunidad de 6.000 personas.

Otros proyectos, son el Temis francés, con una potencia de 2 MW, o la central solar de Shikoku en Japón, con 1 MW de potencia. En España, en la localidad almeriense de Tabernes, existen en funcionamiento dos centrales de potencia; el proyecto CESA I de 1 MW, es de tecnología totalmente española, con ciclo termodinámico de vapor de agua recalentado a 525°C y 110 atm y 300 heliostatos con una superficie especular de 12.000 m² dispuestos sobre un campo con forma de sector circular; la torre está ubicada en el centro del círculo correspondiente y el receptor es de cavidad de eje horizontal. El segundo proyecto español se conoce por las siglas SSPS, y ha sido promovido por la CEE; consta de dos centrales de 500 kW cada una, de las que una es de colector central, que utiliza sodio líquido como fluido motor, y campo rectangular de heliostatos, 95 en total, mientras que la otra es un sistema de concentración lineal, con una superficie colectora instalada de 5.600 m². Asimismo, estuvo previsto construir en España el llamado proyecto SOLAR I en la provincia de Cáceres, con una potencia prevista inicial de 10 MW.

Las posibilidades de ejecución de estos concentradores, desde un punto de vista teórico, son factibles, pudiéndose lograr potencias de varios cientos e incluso miles de MW; sin embargo, su elevado costo para proporcionar energías de este orden, les hacen prohibitivos e imposibles de llevar a la práctica, por cuanto en la actualidad, la energía eléctrica obtenida a partir de la energía solar mediante ciclos termodinámicos, se estima está en una relación 12/1 frente al coste en una central nuclear. Sin embargo, es de esperar que en unos pocos años se pueda reducir esta relación, y empezar a considerarla barata, ya que el precio de la materia prima, la energía solar directa, es gratuito, y sus reservas, inagotables.

El futuro en este campo, a pesar de los actuales avances en otras formas de energías alternativas, como la eólica, no ha hecho más que comenzar, y es de esperar que en un plazo más o menos corto, gran parte de las ciudades situadas en ciertos lugares estratégicos, como pudieran ser las proximidades de un desierto, sobre todo en países del Tercer Mundo, con muchas horas diarias de insolación, encontrarán en la energía solar la solución a sus problemas energéticos.

VII.6.- ORIENTACIÓN DE HELIOSTATOS

Los concentradores de energía solar formados por campos de heliostatos deben diseñarse para que funcionen en condiciones de máxima eficacia; en todo momento los heliostatos se tienen que orientar de forma que, para cualquier posición del Sol, los rayos que reflejen se dirijan a un punto fijo situado a una cierta altura sobre el nivel del campo concentrador.

Las relaciones fundamentales que regulan la dirección de cada uno de estos heliostatos tienen

que satisfacer las leyes de la reflexión, y por lo tanto, los ángulos de los rayos solares incidentes y reflejados, respecto a la normal a cada superficie especular, tienen que ser iguales, estando situados los vectores que los definen, en cada instante, en un mismo plano.

La dirección de los rayos solares incidentes se puede definir por un vector unitario \vec{s}

La dirección de los rayos solares reflejados hacia el foco puntual situado en lo alto de la torre por un vector unitario \vec{t}

La normal al espejo en el centro geométrico del mismo por un vector unitario \vec{n} ; la posición del Sol en un instante dado viene fijada por el vector \vec{s} apuntando hacia el centro del disco solar. Un espejo cualquiera E estará localizado en el concentrador por el vector \vec{t} , tomando como referencia el foco puntual F en el que se supondrá colocado el receptor de energía.

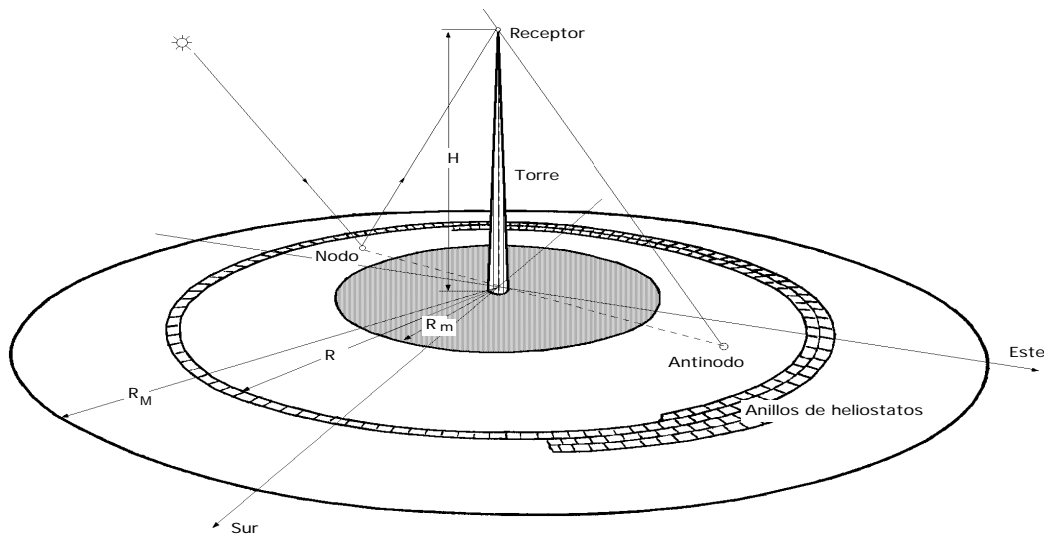


Fig VII.1.- Esquema de central termosolar

La orientación de este heliostato la especificaremos por su normal unitaria \vec{n} , Fig VII.1, de la forma,

$$\vec{n} = \frac{\vec{s} + \vec{t}}{|\vec{s} + \vec{t}|}$$

Esta ecuación constituye la relación básica de dirección para un heliostato cualquiera, viniendo definida en función del tiempo por cuanto \vec{s} varía en cada instante, y en función del espacio por cuanto \vec{t} relaciona el espejo E con el foco situado en lo alto de la torre.

Al ser los ángulos de incidencia y reflexión iguales se cumplirá además que,

$$\vec{n} \cdot \vec{s} = \vec{n} \cdot \vec{t} = \frac{N}{2}$$

Si se define un vector \vec{N} de la forma,

$$\vec{N} = \vec{s} + \vec{t} \quad \vec{n} = \frac{\vec{N}}{N}$$

y, por lo tanto, si premultiplicamos la ecuación, $\vec{N} = \vec{s} + \vec{t}$, por \vec{n} se obtiene:

$$\vec{n} \cdot \vec{N} = \vec{n} \cdot \vec{s} + \vec{n} \cdot \vec{t} = 2 \vec{n} \cdot \vec{s} = 2 \vec{n} \cdot \vec{t}$$

es decir,

$$N = 2 \vec{n} \cdot \vec{t} = 2 \vec{n} \cdot \vec{s}$$

El vector \vec{t} viene especificado por,

$$\vec{t} = \vec{N} - \vec{s} = \vec{n} N - \vec{s} = \vec{n} 2(\vec{n} \cdot \vec{s}) - \vec{s}$$

MOVIMIENTO APARENTE DEL SOL.- El movimiento aparente del Sol respecto a un lugar cualquiera de la superficie terrestre se puede determinar mediante los parámetros siguientes,

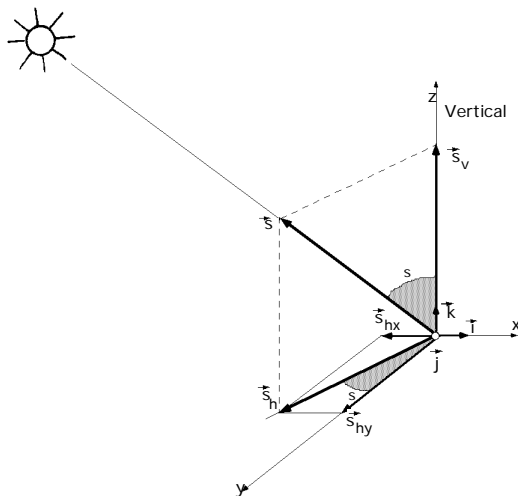


Fig VIII.2.- Componentes del vector \vec{s}

a) Posición del Sol.

b) Día del año.

c) Hora del día

que a su vez se pueden definir mediante tres ángulos que representan la latitud del lugar donde está el concentrador, la declinación media del día y el ángulo horario.

La localización del Sol viene determinada por el vector \vec{s} , que definiremos mediante otros dos ángulos, uno cenital θ_s respecto a la vertical del campo y otro acimutal ϕ_s , respecto a la dirección (Norte-Sur), Fig VII.2.

El valor de θ_s se puede obtener mediante la ecuación de Benford y Bock, de la forma,

$$\cos \theta_s = \sin \theta \sin \delta \cos \phi + \sin \theta \cos \delta \sin \phi \cos \alpha + \cos \theta \cos \delta \cos \phi \cos \alpha + \cos \theta \sin \delta \sin \phi \cos \alpha + \cos \theta \sin \delta \cos \phi \sin \alpha$$

en la que α es el ángulo que forma el terreno con la horizontal.

En nuestro caso vale, $\alpha = 0$, por lo que,

$$\cos \theta_s = \sin \theta \sin \delta + \cos \theta \cos \delta \cos \phi$$

siendo ϕ el ángulo horario, 15° por hora, que viene medido en la Fig VII.3 por el arco (CD) sobre el Ecuador, y es el ángulo que tiene que girar la Tierra para colocar el meridiano que pasa por el punto P directamente debajo del Sol.

El ángulo de salida o puesta del Sol θ_s , se obtiene haciendo en la ecuación anterior, $\theta_s = 90^\circ$

$$\cos \theta_s = -\tan \theta \tan \delta$$

Para la declinación δ se puede tomar el valor medio diario, al mediodía, dado por la ecuación,

$$= 23,45 \operatorname{sen} \left(360 \frac{284 + Z}{365} \right)$$

en la que Z es el día del año considerado, contado a partir del 1 de enero.

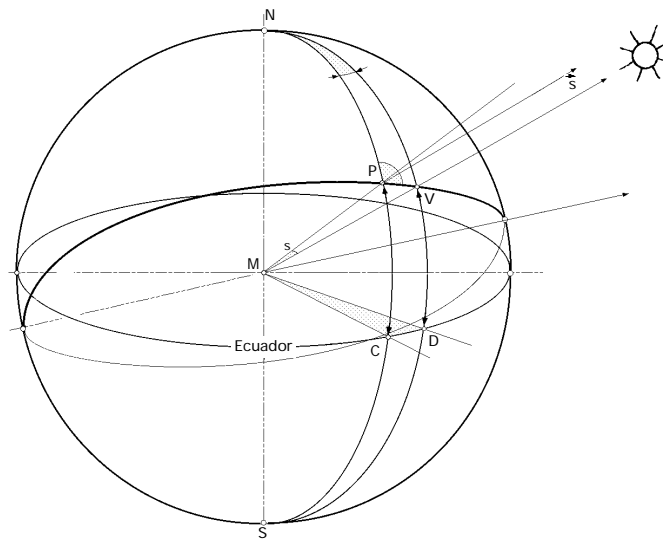


Fig VII.3

El valor de δ_s se obtiene teniendo en cuenta la Fig VII.3 y la formulación de Bessel de trigonometría esférica; por el Teorema de Proporcionalidad de los senos,

$$\operatorname{sen} \delta_s = \frac{\operatorname{sen} \delta \cos \phi}{\operatorname{sen} \theta}$$

A su vez,

$$\cotg (90 - \delta_s) \operatorname{sen} (90 - \phi) = \cos (90 - \delta) \cos \phi + \operatorname{sen} \delta \cotg \theta_s$$

$$\cotg \delta_s = \frac{\operatorname{tg} \delta \cos \phi - \operatorname{sen} \delta \cos \theta_s}{\operatorname{sen} \phi}$$

Para el ángulo horario θ_s se obtiene,

$$\cotg \theta_s \operatorname{sen} (90 - \phi) = \cos (90 - \delta) \cos \theta_s + \operatorname{sen} \delta \cotg \delta_s$$

$$\cotg \theta_s = \frac{\cotg \delta_s \cos \phi - \operatorname{sen} \delta \cos \theta_s}{\operatorname{sen} \phi}$$

Combinando los pares de valores (δ_s, θ_s) se obtienen unas gráficas que representan la proyección estereográfica del movimiento aparente del Sol sobre el terreno en el que se ha situado el campo concentrador, Fig VII.4. La importancia de estas proyecciones solares radica en que, en cada instante, uno y sólo uno de los espejos que conforman el campo, va a coincidir con dicha proyección, lo cual a su vez implica el que ese espejo en concreto tenga su normal vertical en ese instante; a lo largo del día, el lugar geométrico de la proyección estereográfica del movimiento apa-

rente del Sol sobre el terreno permitirá conocer qué espejos, son los que en ese día, van a coincidir con dicho lugar geométrico, y por lo tanto, los que a lo largo del mismo van a permanecer durante un instante en posición horizontal.

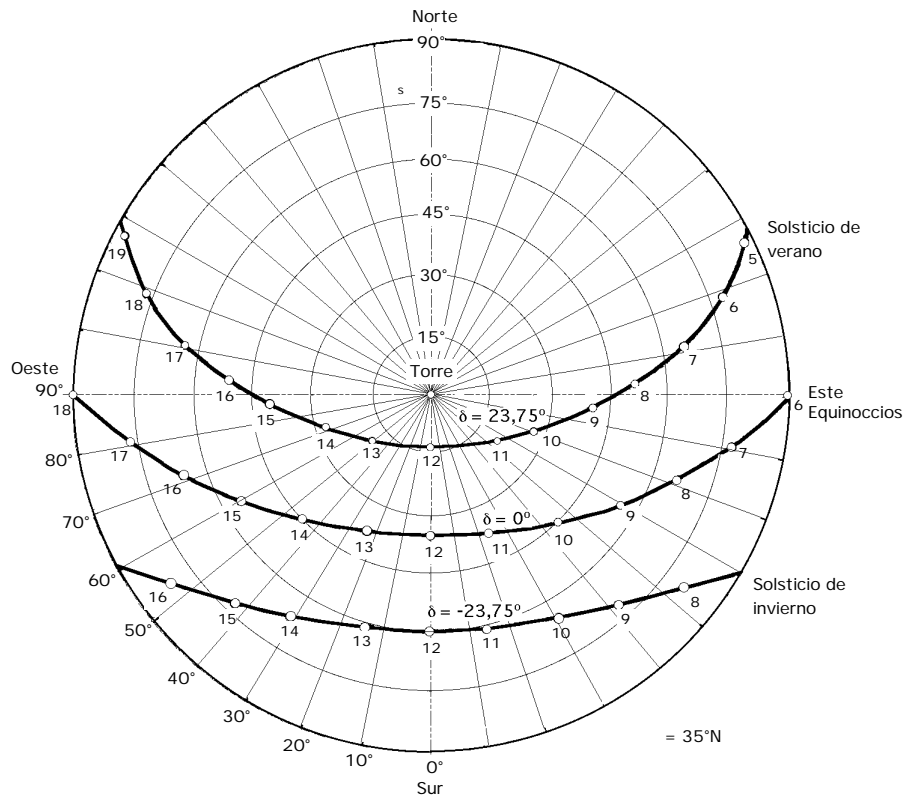


Fig VII.4.- Proyecciones estereográficas del movimiento aparente del Sol

Al espejo que en dicho instante cumpla con esta condición le llamaremos **nodo**, y todos los demás espejos del concentrador vendrán orientados respecto a éste.

El vector \vec{s} en coordenadas cartesianas, de acuerdo con la Fig VII.2, vendrá dado por la siguiente ecuación,

$$\vec{s} = (-\sin \delta \sin \alpha) \vec{i} + (-\sin \delta \cos \alpha) \vec{j} + \cos \delta \vec{k}$$

en la que sus componentes dependen únicamente de los ángulos δ y α .

LOCALIZACIÓN DE LOS HELIOSTATOS EN EL CONCENTRADOR.- La localización de un espejo cualquiera E viene dada por el vector \vec{t} , que sabemos coincide con la dirección de los rayos solares reflejados hacia el punto F situado en lo alto de la torre, a la que, por la simetría del campo, supondremos ubicada en el centro del mismo. Al vector \vec{t} le supondremos, a su vez, definido por los ángulos siguientes, según se indica en la Fig VII.5,

θ_t es un ángulo cenital, que se corresponde con una distancia radial sobre el plano del terreno dada por,

$$R = H \tan \theta_t$$

siendo R el radio de la circunferencia que con centro en la base de torre, pasa por el espejo E, y H la altura a la

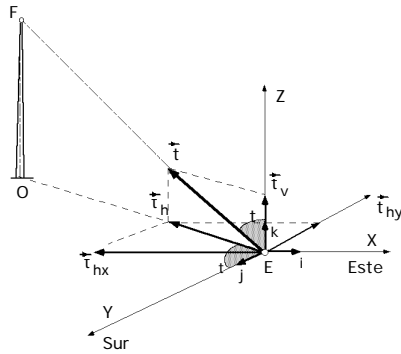


Fig VIII.5.- Componentes del vector \vec{t}

que se encuentra el punto F respecto al plano del concentrador.

β_t es un ángulo acimutal que forma la proyección horizontal τ_h de los rayos solares reflejados, respecto a la dirección Norte-Sur.

Con esta nomenclatura, todos los espejos cuyos centros geométricos se encuentren sobre una circunferencia de radio R y centro O, formarán un anillo de espejos, y tendrán el mismo valor de τ_t ; un espejo perteneciente a este anillo tendrá un valor de τ_t único, que le diferenciará de los demás espejos, con lo que quedará perfectamente situado en el conjunto del concentrador.

El vector \vec{t} tiene la siguiente forma,

$$\vec{t} = (-\sin \tau_t \sin \beta_t) \vec{i} + (-\sin \tau_t \cos \beta_t) \vec{j} + \cos \tau_t \vec{k}$$

VII.7.- ORIENTACIÓN DE LOS ESPEJOS

Cada espejo viene definido por su normal \vec{n} que, a su vez, como se indica en la Fig VII.6, puede ponerse también en función de dos ángulos, θ_n cenital que el vector \vec{n} forma con la vertical del campo, y β_n el ángulo acimutal que el vector \vec{n} forma con la dirección Norte-Sur.

Así, las componentes del vector \vec{n} , en coordenadas cartesianas, son:

$$\vec{n} = (-\sin \theta_n \sin \beta_n) \vec{i} + (-\sin \theta_n \cos \beta_n) \vec{j} + \cos \theta_n \vec{k}$$

de manera que los vectores \vec{s} , \vec{t} y \vec{n} conforman la siguiente matriz

$$\begin{matrix} \vec{s} & -\sin \theta_s \sin \beta_s & -\sin \theta_s \cos \beta_s & \cos \theta_s & \vec{i} \\ \vec{t} & -\sin \tau_t \sin \beta_t & -\sin \tau_t \cos \beta_t & \cos \tau_t & \vec{j} \\ \vec{n} & -\sin \theta_n \sin \beta_n & -\sin \theta_n \cos \beta_n & \cos \theta_n & \vec{k} \end{matrix}$$

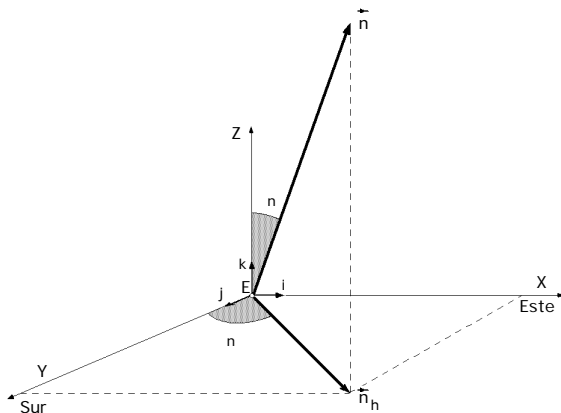


Fig VIII.6.- Componentes del vector \vec{n}

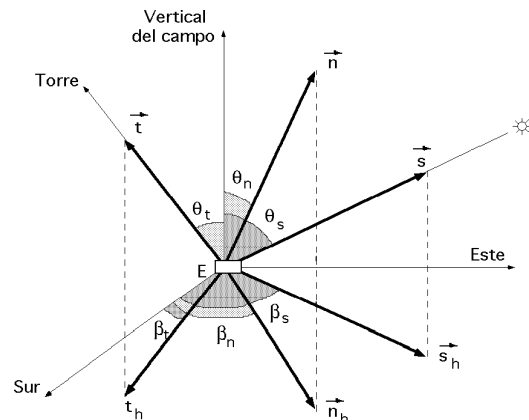


Fig VII.7.- Ángulos y vectores unitarios

Una visión de los ángulos y vectores así definidos, la hemos representado en la Fig VII.7; de acuerdo con ella se tiene para valor de α_n lo siguiente,

$$N \cos \alpha_n = \vec{s}_h + \vec{t}_h = \cos \alpha_s + \cos \alpha_t$$

$$\operatorname{tg} \alpha_n = \frac{\sqrt{N^2 - (\cos \alpha_s + \cos \alpha_t)^2}}{N \cos \alpha_n} = \frac{\sqrt{\sin^2 \alpha_s + \sin^2 \alpha_t + 2 \sin \alpha_s \sin \alpha_t \cos(\alpha_t - \alpha_s)}}{\cos \alpha_s + \cos \alpha_t}$$

y el valor de α_n se obtiene partiendo de,

$$\vec{N} = \vec{s} + \vec{t} = \vec{n} N =$$

$$= (-\sin \alpha_s \sin \alpha_s - \sin \alpha_t \sin \alpha_t) \vec{i} + (-\sin \alpha_s \cos \alpha_s - \sin \alpha_t \cos \alpha_t) \vec{j} + (\cos \alpha_s + \cos \alpha_t) \vec{k}$$

$$\vec{n} N = [(-\sin \alpha_n \sin \alpha_n) \vec{i} - (\sin \alpha_n \cos \alpha_n) \vec{j} + (\cos \alpha_n) \vec{k}] N$$

$$\sin \alpha_n = \frac{\sin \alpha_s \sin \alpha_s + \sin \alpha_t \sin \alpha_t}{N \sin \alpha_n}$$

$$\cos \alpha_n = \frac{\sin \alpha_s \cos \alpha_s + \sin \alpha_t \cos \alpha_t}{N \sin \alpha_n}$$

$$\operatorname{tg} \alpha_n = \frac{\sin \alpha_s \sin \alpha_s + \sin \alpha_t \sin \alpha_t}{\sin \alpha_s \cos \alpha_s + \sin \alpha_t \cos \alpha_t}$$

$$\frac{\sin \alpha_s}{\sin \alpha_t} = \frac{\sin(\alpha_t - \alpha_n)}{\sin(\alpha_n - \alpha_s)} = \frac{\sin \alpha_{t-n}}{\sin \alpha_{n-s}}$$

ecuaciones que permiten desarrollar una primera interpretación de las características ideales espacio-tiempo de los espejos, considerando en lo que sigue, al campo especular como una función del espacio e intentar ver qué es lo que sucede con los espejos que cumplen unas condiciones en un instante fijo y determinado, y también, como una función del tiempo, teniendo perfectamente localizadas las posiciones de los espejos sobre el concentrador.

VII.8- ORIENTACIÓN ESPACIAL DE LOS ESPEJOS

Para estudiar la orientación espacial de los espejos hay que considerar un instante fijo del día, especificado por el vector solar \vec{s} ; esta orientación se puede visualizar mediante dos tipos de gráficas:

- Las líneas de igual acimut, o líneas $\beta_n = Cte$
- Las líneas de igual ángulo cenital, o líneas $\theta_n = Cte$

que se pueden representar en función de α_t y α_s obteniéndose un tipo de curvas que son función, únicamente, del ángulo cenital solar α_s .

Los valores de α_s oscilan entre -90° y $+90^\circ$; la representación más sencilla será aquella en la que el Sol se encuentre en su posición máxima que, teóricamente, se corresponderá con, $\alpha_s = 0^\circ$, encontrándose,

$$\operatorname{tg} \alpha_n = \frac{\sin \alpha_t}{1 + \cos \alpha_t} = \operatorname{tg} \frac{\alpha_t}{2} \quad ; \quad \alpha_n = \frac{\alpha_t}{2}$$

$$\operatorname{tg} \alpha_n = \operatorname{tg} \alpha_t \quad ; \quad \alpha_n = \alpha_t$$

lo cual quiere decir que para, $\alpha_s = 0^\circ$, (el Sol en la vertical del campo), la representación de las líneas de igual α_n serían líneas radiales que se cortan en el punto O, centro del concentrador, y las líneas de igual inclinación α_n círculos concéntricos de centro O, lo que supone que el espejo colocado en O coincide con el nodo.

Sin embargo, no es ésto lo que sucede en realidad, por cuanto α_s no alcanza nunca el valor cero, y por lo tanto, el nodo N estará situado en un punto sobre la proyección sobre el terreno de los vectores \vec{s} y \vec{t} , contenidos en un plano vertical, de forma que se cumpla en todo momento que, $\alpha_n = 0^\circ$, lo cual permite hacer constar que al tratar al nodo como un punto singular de la distribución especular del concentrador, en cada instante, siempre se podrá visualizar la variación de los ángulos de inclinación de los espejos, respecto del tiempo, observando la variación de la posición de nodo.

Como el lugar geométrico de las posiciones del nodo es idéntico a la intersección con el plano del terreno de los rayos solares incidentes que cumplan con la condición de que, $\alpha_s = \alpha_t$, se podrá obtener una distribución completa de las inclinaciones de los espejos, junto con sus posiciones, haciendo coincidir, en todo instante, la proyección estereográfica del movimiento aparente del Sol sobre el terreno, con el nodo correspondiente a la posición aparente del Sol en ese instante.

Para completar la orientación espacial de los espejos hay que trazar las curvas de $\alpha_n = \text{Cte}$; se puede simplificar el cálculo haciendo que, $\alpha_{n-s} = \alpha_n$, lo cual supone que el eje de simetría le hemos hecho coincidir con $\alpha_s = 0^\circ$, es decir, con la proyección sobre el plano del terreno del plano vertical formado por los vectores \vec{s} y \vec{t} que cumplan tal condición, Fig VII.9. Para un instante cualquiera del día determinado por su α_s fijo, al dar a α_t un valor determinado, se obtienen las componentes correspondientes a α_n y α_t . Haciendo $\alpha_t = 0^\circ$, se tiene,

$$\alpha_{n-s} = \alpha_n = 0^\circ$$

que se corresponde con un valor de α_t que coincide con el nodo.

Para cualquier otro valor de α_t siempre que, $\alpha_{t-s} = \alpha_t = 0^\circ$, las curvas de igual acimut pasarán por el mismo punto, el nodo.

En las Fig VII.8 y 9 se ha hecho una representación para un ángulo, $\alpha_s = 45^\circ$, habiendo considerado, $\operatorname{tg} \alpha_t$, en lugar de α_t ; para hallar los ángulos de inclinación cenital y acimutal de un espejo determinado, no hay más que situar éste en el campo y de acuerdo con la posición de la torre, que se tomará como origen de coordenadas, hallar las líneas que pasan por él.

El espejo diametralmente opuesto al nodo, sobre el mismo anillo de radio R, también tiene, $\alpha_s = \alpha_t$, pero en este caso, este espejo es el único perpendicular a los rayos solares incidentes y a los rayos reflejados, por lo que los vectores \vec{n} , \vec{s} y \vec{t} coincidirán; dicho en otras palabras este espejo estaría en la posición de la sombra proyectada por el punto focal F sobre el terreno.

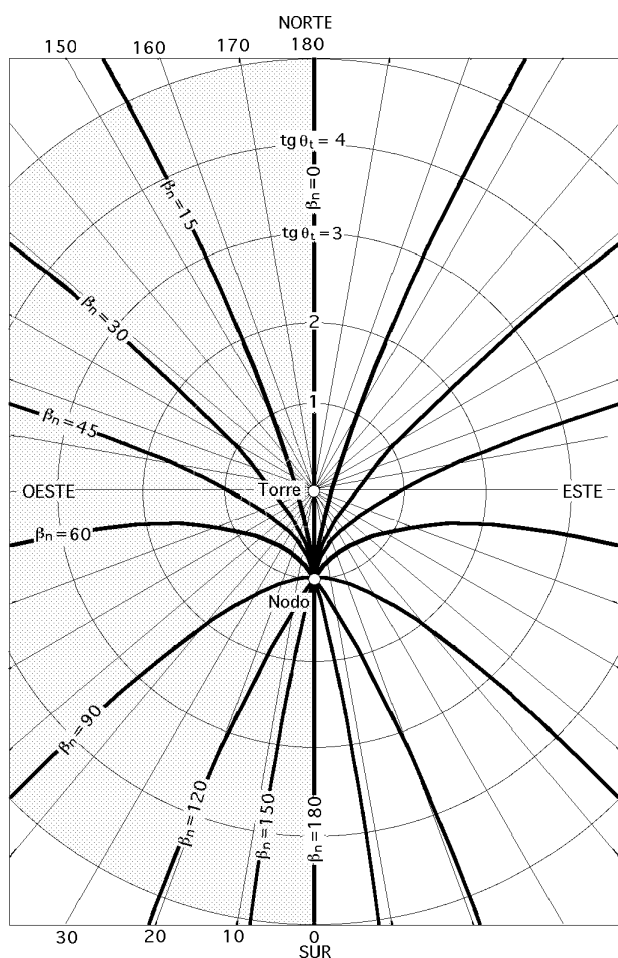


Fig VII.8.- Líneas de igual ángulo acimutal β_n

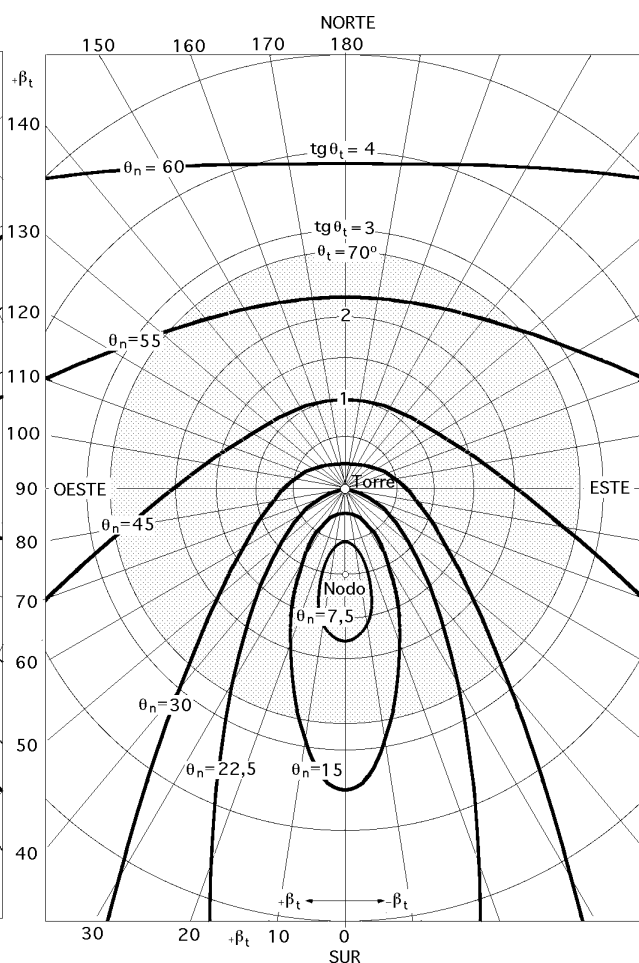


Fig VII.9.- Líneas de igual ángulo cenital θ_n

VII.9.- ORIENTACIÓN TEMPORAL DE LOS ESPEJOS

Las ecuaciones que definen a β_n y θ_n pueden ponerse en función del ángulo horario mediante las siguientes ecuaciones,

$$\cos \beta_s = \sin \beta_t \cos \theta_t + \cos \beta_t \cos \theta_s$$

$$\sin \beta_s = \frac{\sin \beta_t \cos \theta_t}{\sin \theta_s}$$

$$\cos \beta_n = \frac{1}{N(\cos \beta_s + \cos \beta_t)} = \frac{1}{N(\sin \beta_s \cos \theta_s + \cos \beta_t \cos \theta_t + \cos \beta_t)}$$

$$\tan \beta_n = \frac{\sin \beta_t \cos \theta_t + \sin \beta_t \sin \theta_t}{\sin \beta_t \cos \theta_t + \cos \beta_t \sin \theta_t - \cos \beta_t \sin \theta_t}$$

El valor de N se obtiene como sigue:

$$\vec{N} = \vec{s} + \vec{t} = \vec{n} N$$

$$\vec{n} \cdot \vec{n} N = \vec{n} \cdot \vec{s} + \vec{n} \cdot \vec{t} = 2 \vec{n} \cdot \vec{s} = 2 \vec{n} \cdot \vec{t} = N \quad ; \quad \vec{n} \cdot \vec{s} = \vec{n} \cdot \vec{t} = \frac{N}{2}$$

$$\vec{t} \cdot \vec{N} = \vec{t} \cdot \vec{s} + \vec{t} \cdot \vec{t} = \vec{t} \cdot \vec{s} + 1 = \vec{t} \cdot \vec{n} N = \frac{N^2}{2} \quad ; \quad N = \sqrt{2(\vec{t} \cdot \vec{s} + 1)}$$

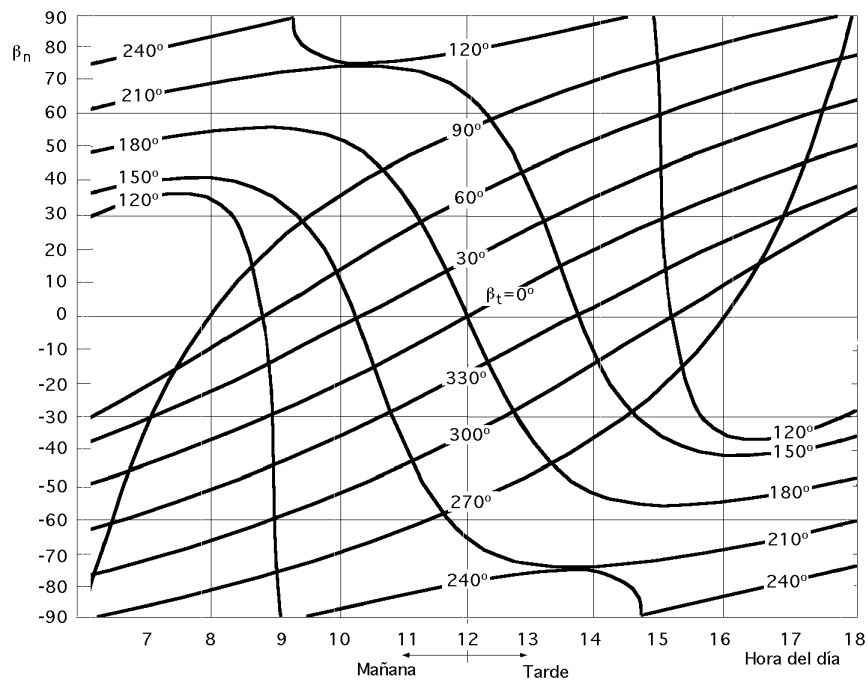


Fig VII.10.- Angulos acimutales, $\beta_t = 60^\circ$; $\delta = 0^\circ$; $\lambda = 35^\circ N$

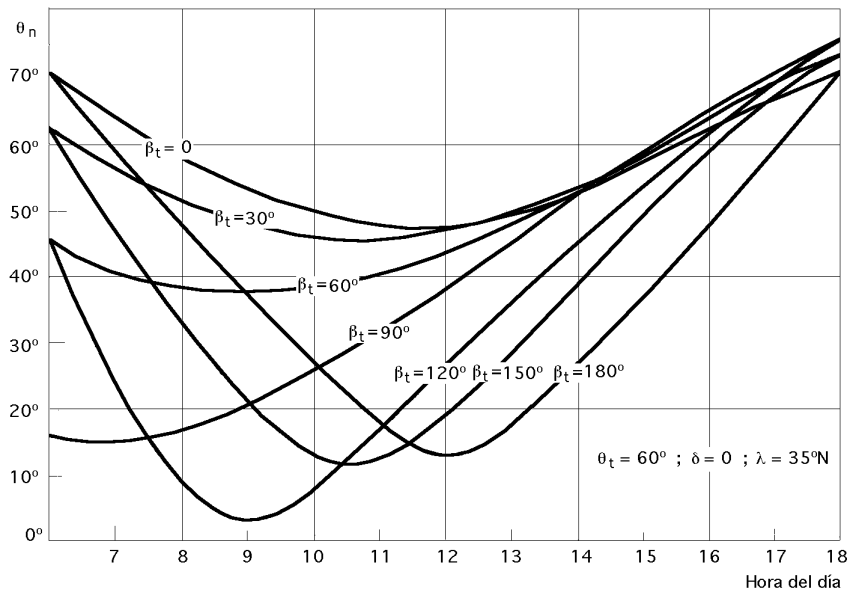


Fig VII.11.- Angulos cenitales, $\beta_t = 60^\circ$; $\delta = 0^\circ$; $\lambda = 35^\circ N$

y teniendo en cuenta los valores de \vec{s} y \vec{t} se obtiene,

$$N = \sqrt{2 (1 + \cos \theta_s \cos \theta_t + \sin \theta_s \sin \theta_t \cos \theta_{t-s})} =$$

$$= \sqrt{2} \sqrt{1 + \cos \theta_t (\sin \theta_s \sin \theta + \cos \theta_s \cos \theta + \sin \theta_t \sin \theta \cos \theta_{t-s} + \sin \theta_t \cos \theta_t (\sin \theta_s \cos \theta_s - \cos \theta_s \sin \theta))}$$

que hay que tener en cuenta en el cálculo de $\cos \theta_n$.

Con las ecuaciones anteriores se puede estudiar el comportamiento de los espejos de un anillo

cualquiera definido por su δ , en un determinado día del año fijado por su declinación media δ , en la latitud ϕ , y a una hora dada del día Z, definida por su ángulo horario α en función de δ .

Dicho anillo tendrá un número finito de espejos, viniendo cada uno de ellos perfectamente localizado por su δ y α .

Conviene que un espejo vaya colocado en la posición, $\alpha = 0^\circ$, y los demás dispuestos simétricamente respecto a la dirección Norte-Sur, y así poder analizar el comportamiento de tan solo la mitad de los espejos del anillo, por cuanto su funcionamiento por la mañana sería el mismo que el de los no estudiados por la tarde, y viceversa.

La posición del nodo queda fijada para, $\delta = \alpha$, obteniéndose el ángulo horario correspondiente con ayuda de la ecuación que proporciona el $\cos \delta$; de igual manera se puede hallar su α teniendo en cuenta la ecuación que proporciona, $\tan \delta$, aplicando las condiciones impuestas por el punto nodal. La representación que se hace en las Fig VII.10 y 11 se corresponde con los ángulos acimutales y cenitales que cada espejo irá tomando dentro del anillo correspondiente, definido por su α común a todos los espejos del mismo y por el α propio de cada espejo.

VIII.- SOMBRAS Y APANTALLAMIENTOS

En los campos de heliostatos se pueden originar unos efectos de sombras y apantallamientos, originadas en un espejo cualquiera por sus espejos vecinos, dándose los siguientes casos,

a) Un espejo puede quedar sombreado por otro vecino que intercepte parcialmente los rayos solares incidentes, de forma que una parte del espejo considerado queda inutilizada para la reflexión en un momento dado; en la Fig VIII.1 se corresponde con el área (SgEmS).

b) Un espejo puede recibir en su superficie la luz solar, total o parcialmente, pero podrá estar apantallado en la luz que refleja hacia lo alto de la torre por los espejos vecinos situados entre él y la torre; en la Fig VIII.1 se corresponde con el área (SiFnS).

VIII.1.- SOMBRAS PROYECTADAS SOBRE EL PLANO DEL TERRENO

Para analizar estos efectos, consideraremos en primer lugar cómo se proyecta la sombra (RABO) de la Fig VIII.1 originada por el espejo (RCDO) sobre el plano horizontal del terreno; a esta sombra proyectada habrá que superponer el efecto del apantallamiento proyectado también sobre el plano horizontal (RaboR), en el supuesto de que en lo alto de la torre se tuviese un foco ficticio de luz, que al iluminar el espejo proyectará su sombra sobre el terreno.

Además se puede considerar que los espejos son relativamente pequeños en comparación con la distancia de los mismos a lo alto de la torre, y por lo tanto, que los rayos ficticios que pasan por los vértices del espejo considerado son paralelos a la línea que une el centro del receptor con el centro del espejo.

De acuerdo con la Fig VIII.1, consideraremos un espejo rectangular único, de anchura, (RC) = 1, y longitud, (RO) = L, dos de cuyos lados siempre serán paralelos al terreno estando el (RO) sobre el plano horizontal del mismo.

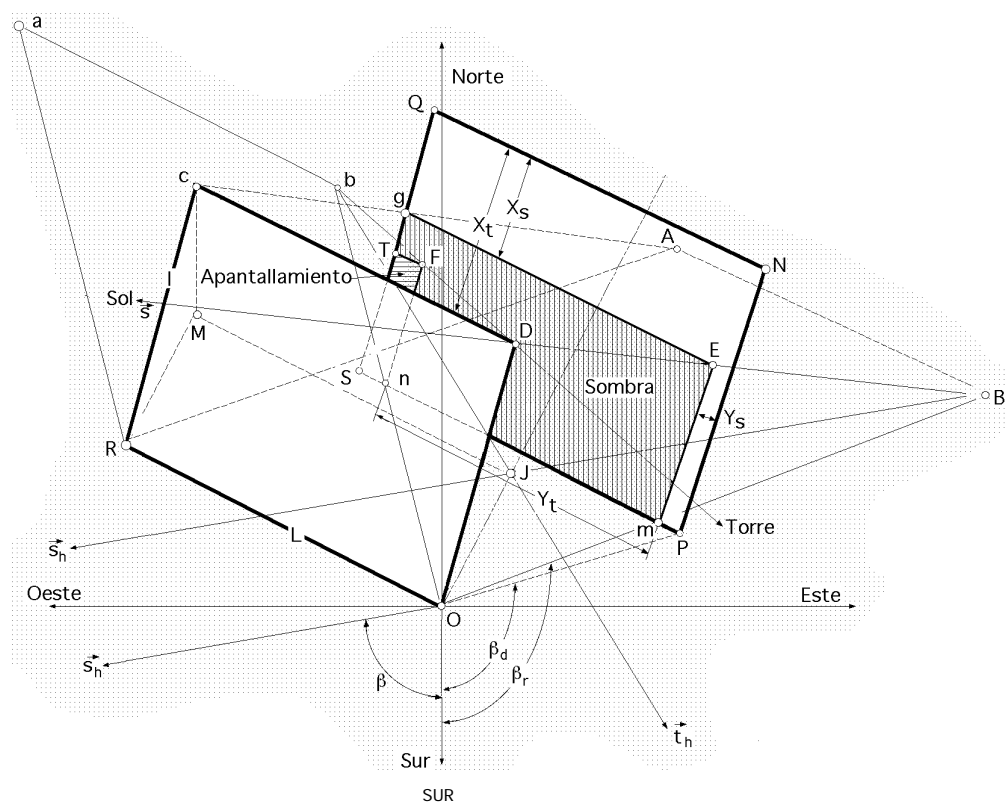


Fig VIII.1.- Sombras y apantallamientos sobre espejos

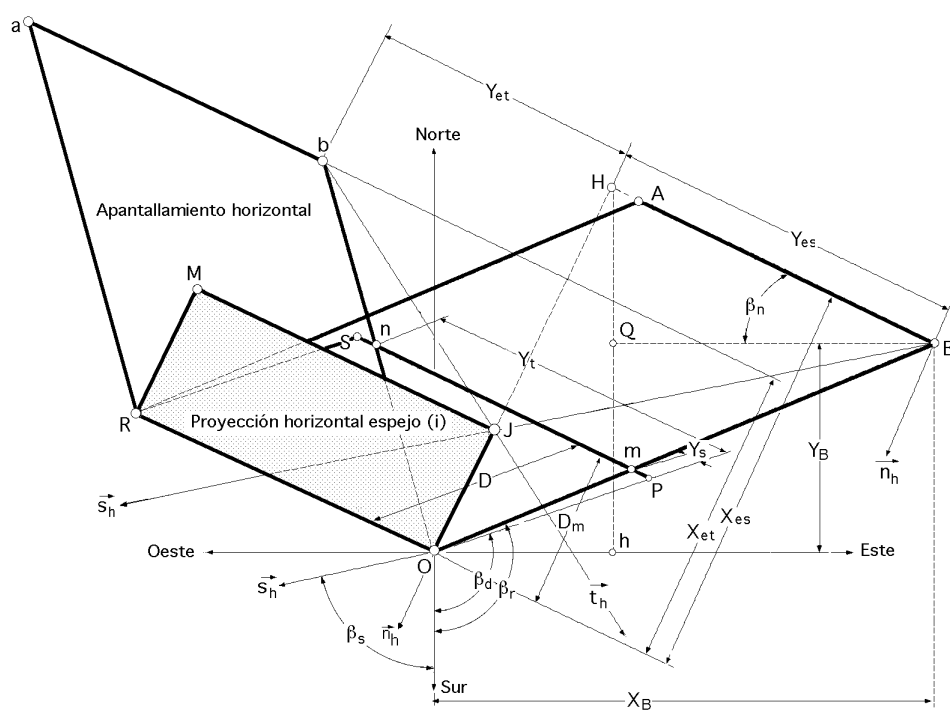


Fig VIII.2.- Sombras proyectadas sobre el plano del terreno

El centro de este espejo quedará perfectamente localizado por los ángulos α_t y α_s , de forma que en todo momento pueda estar relacionado con los ángulos que dan la posición del Sol, α_s y α_t , viniendo especificada la orientación del espejo por los ángulos α_n y α_n que proporcionan las ecuaciones de dirección.

Las sombras y apantallamientos proyectados sobre el plano del terreno tendrán forma de paralelogramos, Fig VIII.1.2, de modo que el apantallamiento horizontal vendrá dado por el paralelogramo (RaboR), y la sombra solar horizontal por el paralelogramo (RABOR); la proyección del espejo sobre el plano horizontal que pasa por su base queda determinada por el área (RMJOR).

Para poder visualizar en forma efectiva los fenómenos de sombra y/o apantallamiento sobre el plano horizontal del terreno, y poder determinar el tamaño exacto de estas proyecciones (Rabor) y (RABOR) sólo se ha representado el lado de los espejos que está en contacto con el plano horizontal, uno de ellos, el del anillo **i** dado por (RO), y el otro, el del anillo **j**, dado por (SP), base paralela a la anterior, de la misma longitud, situada a una distancia, $D = (OP)$, de la primera; de esta forma, el espejo de base (SP) puede estar sometido a efectos de sombra y/o apantallamiento por el espejo de base (RO); para poder hacer medidas introduciremos a su vez la Fig VIII.3, que indica la continuidad de las sombras y apantallamientos, y la Fig VIII.4 que permite introducir otras dos vistas de los espejos y sus sombras, dadas las Fig VIII.5,6,7.

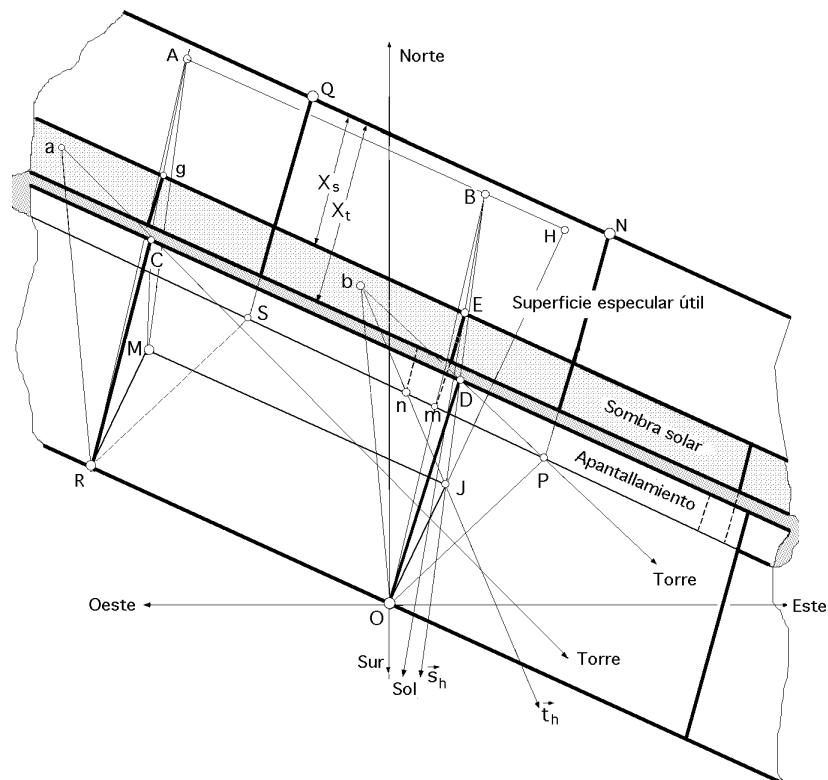


Fig VIII.3.- Sombras y apantallamientos sobre un anillo continuo

Según la Fig VIII.4, en la que se ha representado sólo el efecto de sombra, proyectamos el triángulo (GHC) contenido en el plano vertical que a su vez contiene a \vec{s} , sobre el plano normal al espejo E, obteniéndose el triángulo (G'H'C); al proyectar el ángulo cenital α_s sobre el plano normal

al espejo, resultará un ángulo de perfil θ_{sp} dado por,

$$\text{área (GHC)} \cos \theta_{sn} = \text{área (G'H'C')}$$

$$\text{área (GHC)} = \frac{(HG)^2}{2} \operatorname{tg} \theta_s$$

$$\text{área (G'H'C')} = \frac{(H'G')^2}{2} \operatorname{tg} \theta_{sp}$$

, y como, $(HG) = (H'G')$, resulta: $\operatorname{tg} \theta_s \cos \theta_{sn} = \operatorname{tg} \theta_{sp}$

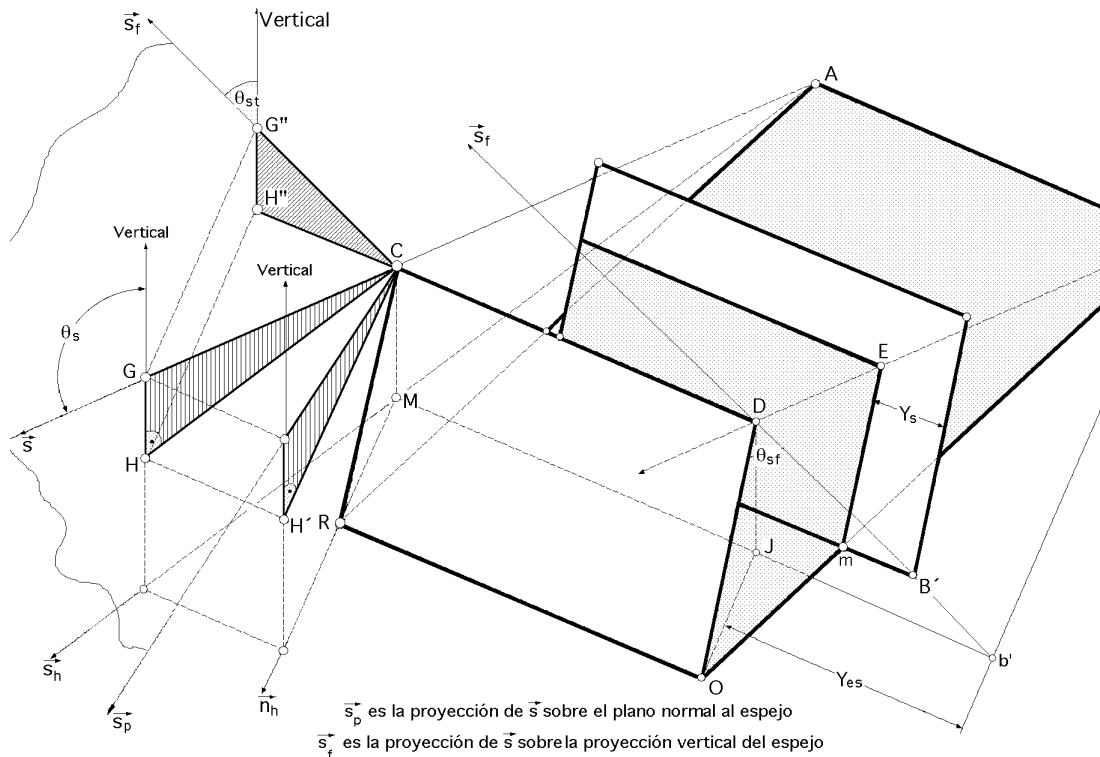


Fig VIII.4.- Diversas proyecciones del vector \vec{s}

Teniendo en cuenta una construcción similar, se obtiene la proyección del ángulo θ_s sobre la proyección vertical del espejo, que llamaremos θ_{sf} , y que la proporciona la vista frontal de la Fig VIII.5, en la forma,

$$\operatorname{tg} \theta_{sf} = \operatorname{tg} \theta_s \operatorname{sen}(\theta_s - \theta_n)$$

y en consecuencia, para determinar la distancia X_{es} perpendicular al lado horizontal de espejo (RO), según la vista lateral correspondiente a la Fig VIII.5 resulta,

$$\begin{aligned} X_{es} = (OH) = (OB)_{\text{proy}} = (OJ) + (JH) &= \begin{vmatrix} (OJ) = 1 \cos \theta_n \\ (JH) = (JD) \operatorname{tg} \theta_{sp} = 1 \operatorname{sen} \theta_n \operatorname{tg} \theta_{sp} \end{vmatrix} = \\ &= 1 (\cos \theta_n + \operatorname{sen} \theta_n \operatorname{tg} \theta_{sp}) = 1 \{(\cos \theta_n + \operatorname{sen} \theta_n \operatorname{tg} \theta_s \cos(\theta_s - \theta_n))\} \end{aligned}$$

Por lo que respecta a la posición del punto B, viene determinada en la Fig VIII.2 por la distancia

(HB) y según las Fig VIII.4 y 5, por,

$$(HB) = Y_{es} = l \sin \theta_n \tan \theta_{sf} = l \sin \theta_n \tan \theta_s \sin(\theta_s - \theta_n)$$

$$X_B = l (\cos \theta_n \sin \theta_n + \sin \theta_n \tan \theta_s \sin \theta_s)$$

$$Y_B = l (\cos \theta_n \cos \theta_n + \sin \theta_n \tan \theta_s \cos \theta_s)$$

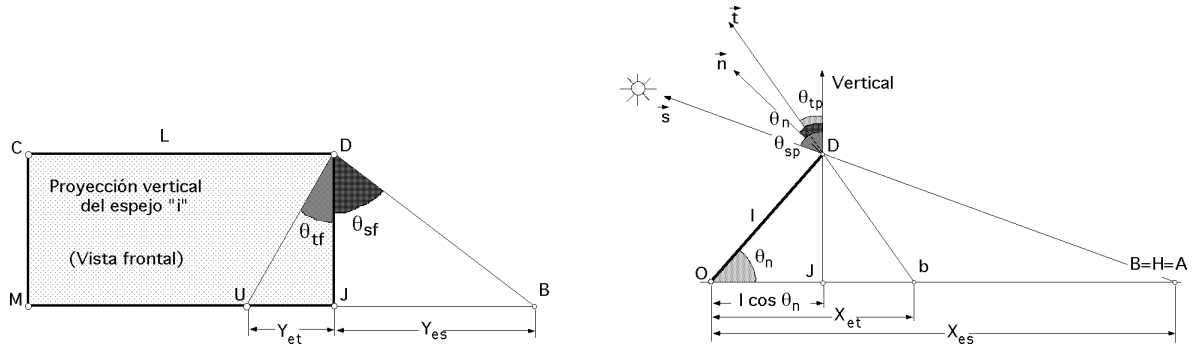


Fig VIII.5.- Vistas frontal y de perfil de la proyección vertical del espejo

Haciendo un desarrollo similar se encuentra que los vértices de la proyección del apantallamiento de la torre sobre el plano horizontal, puntos a y b , interpretados como la sombra ficticia producida por el foco imaginario de luz situado en lo alto de la torre, se obtienen cambiando los subíndices de X_{es} por X_{et} , y los de Y_{es} por Y_{et} ,

$$X_{et} = l (\cos \theta_n + \sin \theta_n \tan \theta_{tp}) = l (\cos \theta_n + \sin \theta_n \tan \theta_t \cos(\theta_t - \theta_n))$$

$$Y_{et} = l \sin \theta_s \tan \theta_{tf} = l \sin \theta_n \tan \theta_t \sin(\theta_t - \theta_n)$$

Los puntos A y B estarán sobre líneas paralelas al vector \vec{s} , mientras que los puntos a y b estarán sobre líneas paralelas al vector \vec{t} las cuales pasarán por los vértices superiores del espejo C y D; como los vectores \vec{s} y \vec{t} están relacionados entre sí por las ecuaciones de dirección de los espejos, las sombras producidas por el Sol y por el foco ficticio de la torre, tendrán también una cierta dependencia. En efecto,

$$\vec{n} \cdot \vec{s} = \cos \theta_n \cos \theta_s + \sin \theta_n \sin \theta_s \cos(\theta_s - \theta_n) = \cos \theta_s X_{es} = \vec{n} \cdot \vec{t} = e$$

En la misma forma para, $\vec{n} \cdot \vec{t}$, resulta,

$$\vec{n} \cdot \vec{t} = \cos \theta_t \cos \theta_n + \sin \theta_t \sin \theta_n \cos(\theta_n - \theta_t) = \cos \theta_t X_{et} = e$$

por lo que,

$$\frac{X_{et}}{X_{es}} = \frac{\cos \theta_s}{\cos \theta_t} = p = \frac{1}{s}$$

$$\frac{Y_{et}}{Y_{es}} = \frac{-\cos \theta_s}{\cos \theta_t} = -p = \frac{-1}{s}$$

resultado que permite compendiar todos los efectos de sombra y apantallamiento, para un campo

ideal y continuo de heliostatos, en un resultado único, cuyo análisis e interpretación conduce a las siguientes conclusiones:

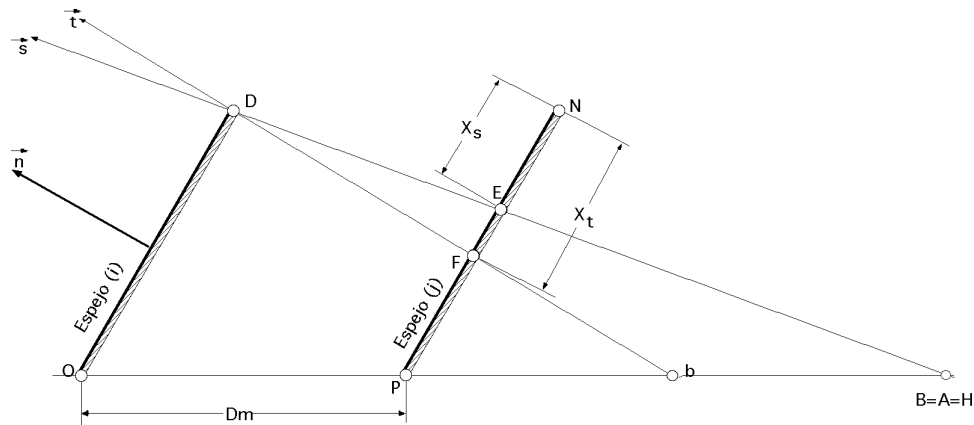


Fig VIII.6.- Proyecciones solares de un espejo sobre otro contiguo y sobre el terreno

a) El parámetro p proporciona una idea sobre la magnitud y extensión de las sombras, tanto la real solar, como el apantallamiento.

Cuando se cumpla que,

$$p < 1 ; \cos s < \cos t ; s > 1 , t < s$$

la sombra solar será más grande que el apantallamiento y éste quedará dentro de ella.

Cuando se cumpla que,

$$p > 1 ; \cos s > \cos t ; s < 1 , t > s$$

la sombra solar será más pequeña que el apantallamiento.

b) Los cálculos se pueden realizar teniendo en cuenta un único modelo de sombras, por cuanto existe una relación entre ellas a través del parámetro p .

c) En el campo continuo de heliostatos, sólo predominará un tipo de sombras, y aunque la otra también estará presente, siempre quedará dentro del campo de la predominante, y por lo tanto no se tendrá en cuenta.

En los campos discontinuos los dos tipos de fenómenos están presentes, pudiendo existir solape o no.

VIII.2.- SOMBRAS PROYECTADAS SOBRE LA SUPERFICIE DE UN ESPEJO VECINO PARALELO

El cálculo que se ha desarrollado, relativo a las sombras proyectadas por un espejo sobre un plano horizontal que coincide con el terreno, servirá de referencia para el estudio de las sombras proyectadas por este espejo sobre sus vecinos.

Para ello se considerará un segundo espejo, de dimensiones idénticas al anteriormente estudiado; llamando D a la distancia radial entre los centros de sus bases, sobre este espejo se reproducen los efectos de sombra y apantallamiento originados por el primero. La línea que une los puntos O y P la consideraremos definida respecto a la dirección Norte-Sur por el ángulo acimutal α_d , según las

Fig VIII.1.2.3.4.

Como es lógico este segundo espejo podrá estar parcialmente sombreado, y/o apantallado; la unión de las líneas de apantallamiento y de sombra solar constituirá la sombra total, cuyo área complementaria será la superficie especular disponible y efectiva; cuando los puntos **a**, **b**, A y B estén comprendidos dentro del espacio sobre el terreno que separa los dos espejos, no habrá sombras ni apantallamientos.

Para obtener este área de exposición volveremos a examinarlas vistas lateral y de planta de los espejos; según la Fig VIII.2, los espejos estarán separados la distancia mínima D_m , contenida en la intersección de un plano normal al espejo con el plano del terreno, de la forma,

$$D_m = D \cos(\alpha_n - \alpha_d)$$

La mayor magnitud que está expuesta al Sol para el caso de sombra solar es X_s , viniendo dado su valor por,

$$\frac{X_s}{D_m} = \frac{1}{X_{es}} ; \quad 1 \leq D_m = X_s X_{es}$$

$$X_s = \frac{1 \cdot D_m}{X_{es}} = \left| X_{es} = 1 (\cos \alpha_n + \sin \alpha_n \operatorname{tg} \alpha_{sp}) = 1 \{(\cos \alpha_n + \sin \alpha_n \operatorname{tg} \alpha_s \cos(\alpha_s - \alpha_n))\} \right| =$$

$$= \frac{D \cos \alpha_{nd}}{\cos \alpha_n + \sin \alpha_n \operatorname{tg} \alpha_s \cos(\alpha_s - \alpha_n)}$$

que es un caso de sombra parcial para, $D_m < X_{es}$

Cuando se cumpla que, $X_s = 1$, no habrá sombra solar, siendo entonces, $D_m > X_{es}$

En la misma forma para el apantallamiento, el valor de X_t viene dado por,

$$\frac{X_t}{D_m} = \frac{1}{X_{et}} ; \quad 1 \leq D_m = X_t X_{et}$$

y por lo tanto, cuando se cumpla que, $D_m < X_{et}$,

$$X_t = \frac{1 \cdot D_m}{X_{et}}$$

no existiendo apantallamiento cuando, $X_t = 1$, para, $D_m > X_{et}$

Dividiendo las ecuaciones anteriores entre sí, se obtiene,

$$\frac{X_t}{X_s} = \frac{X_{es}}{X_{et}} = \frac{1}{p}$$

por lo que,

$$\begin{aligned} &\text{para, } D_m < p X_{es} ; \quad X_t = \frac{X_s}{p} \\ &\text{para, } D_m > p X_{es} ; \quad X_t = 1 \end{aligned}$$

La expresión de X_t se puede poner en la forma,

$$X_t = \frac{l D_m}{X_{et}} = \frac{D \cos n d}{p \{ \cos n + \sin n \operatorname{tg} s \cos (s - n) \}}$$

A su vez, las distancias correspondientes a las exposiciones laterales Y_s e Y_t vienen definidas de acuerdo con la Fig VIII.1 en el triángulo (mPO), y en el triángulo (PnO), obteniéndose,

$$\frac{Y_s}{\sin (r - d)} = \frac{D}{\sin (90 + m)} = \frac{D}{\cos m} = \left| m = 180 - r - n \right| = \frac{-D}{\cos (r + n)}$$

$$\frac{Y_t}{\sin (2 m + r - d)} = \frac{D}{\cos m} = \frac{D}{\cos (r + n)}$$

Dividiéndolas miembro a miembro resulta,

$$\frac{Y_s}{Y_t} = \frac{-\sin (r - d)}{\sin (2 n + r + d)}$$

que es la relación existente entre los efectos tipo Y correspondientes a las sombras y apantallamientos.

Para determinar el valor de d partiremos de dos heliostatos paralelos, haciendo las siguientes consideraciones,

- Campo continuo de heliostatos, en el que la separación entre anillos es l .*
- Campo discontinuo de heliostatos, en el que la separación entre anillos es $2l$.*

Para el campo continuo de heliostatos, definiremos las coordenadas del punto I' por (x_0, y_0) y las del punto P por (x_p, y_p) , según se indica en las Fig VIII.7 y 8; así se tiene,

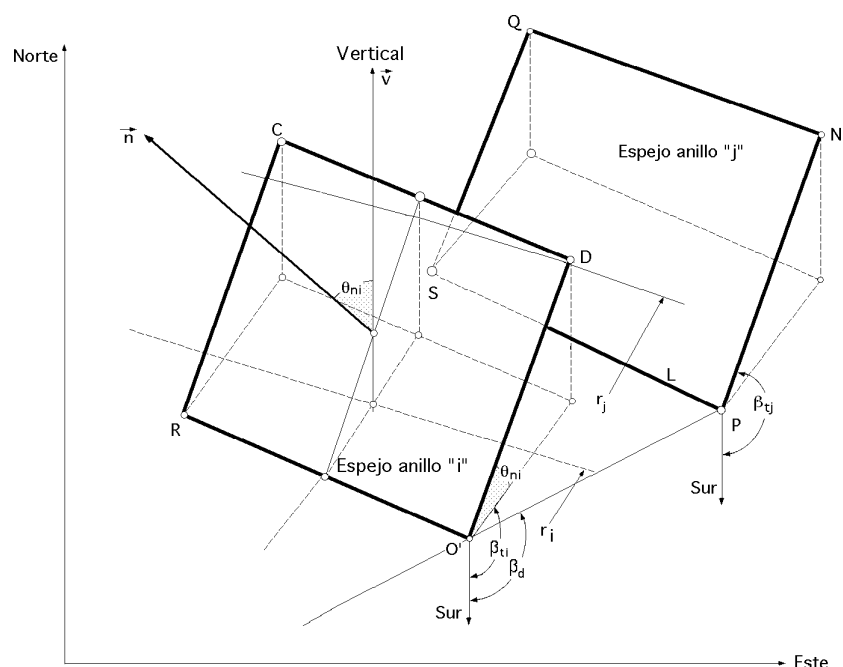


Fig VIII.7.- Proyecciones de sombras espaciales entre espejos vecinos

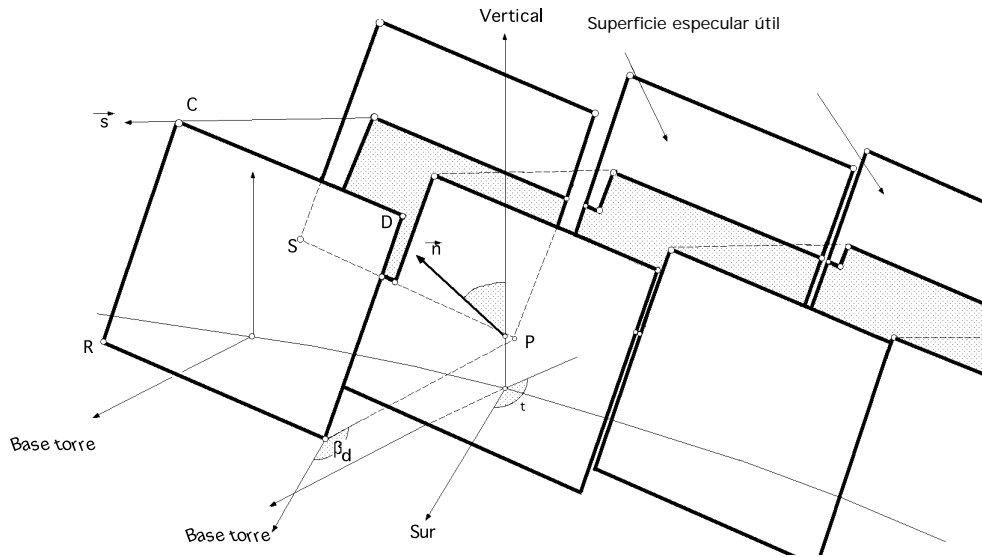


Fig VIII.8.- Superficie especular útil sobre un anillo de espejos cualquiera

$$x_0 = (r_i - \frac{1}{2} \cos \alpha_i) \sin \alpha_i - \frac{L}{2} \cos \alpha_i = |r_i = H \tan \alpha_i| =$$

$$= (H \tan \alpha_i - \frac{1}{2} \cos \alpha_i) \sin \alpha_i - \frac{L}{2} \cos \alpha_i$$

$$y_0 = - (H \tan \alpha_i - \frac{1}{2} \cos \alpha_i) \cos \alpha_i - \frac{L}{2} \sin \alpha_i$$

Como la distancia mínima entre anillos es l , el radio del anillo j , será,

$$r_i = r_j + l = H \tan \alpha_j$$

$$x_p = (H \tan \alpha_j - \frac{1}{2} \cos \alpha_j) \sin \alpha_j - \frac{L}{2} \cos \alpha_j$$

$$y_p = (H \tan \alpha_j - \frac{1}{2} \cos \alpha_j) \cos \alpha_j - \frac{L}{2} \sin \alpha_j$$

y, por lo tanto, se puede poner,

$$\frac{y_p - y_0}{x_p - x_0} = \tan(\alpha_d - 90^\circ) = \frac{-1}{\tan \alpha_d}$$

resultando, según la Fig VIII.4,

$$\alpha_r = \alpha_x + 90^\circ ; \tan \alpha_r = \tan(\alpha_x + 90^\circ) = \frac{-1}{\tan \alpha_x} = - \frac{X_B}{Y_B}$$

Para el campo discontinuo de heliostatos, en el que la separación entre anillos es, $2l$, resultará,

$$r_j = r_i + 2l = H \tan \alpha_i + 2l = H \tan \alpha_j'$$

y, en consecuencia, se podrán utilizar las ecuaciones anteriormente deducidas, introduciendo en los ángulos el signo ($'$) para diferenciarlos.

VIII.3.- EFECTO COSENO

Para determinar el área efectiva del espejo, que en condiciones ideales coincidirá con la energía solar reflejada hacia el receptor, haremos uso de un factor de utilización F_u definido en la forma,

$$F_u = \frac{e}{e_s} \cos \theta_s = \frac{\cos \theta_t}{\sqrt{\frac{1 + \cos \theta_s \cos \theta_t + \sin \theta_s \sin \theta_t \cos \theta_{ts}}{2}}}$$

que depende de la zona del campo en la que se encuentre el espejo, y del factor de rendimiento especular dado por la ecuación

$$e = \cos \theta_s X_{es} = \cos \theta_t X_{et}$$

Introduciendo el concepto de efecto coseno del campo especular, que llamaremos k_s ó k_t , se podrá conocer la fracción de energía solar que será posible enviar al receptor, cuando predomine un tipo cualquiera de sombras.

Para el caso en que se produzca sombra solar, $\theta_s = 1$, y el factor de utilización máximo será,

$$F_{u(\text{máx})} = \frac{e}{e_s} \cos \theta_s = \frac{\cos \theta_t}{X_{es} \cos \theta_s} = \frac{1}{X_{es}}$$

$$\text{y el efecto coseno, } k_s = \frac{e}{X_{es}} = \cos \theta_s$$

Cuando se produce el apantallamiento, $\theta_s < 1$, el factor de utilización máximo es de la forma,

$$F_{u(\text{máx})} = \frac{\cos \theta_t}{X_{et} \cos \theta_s} \cos \theta_s = \frac{1}{X_{et}}$$

$$\text{y el efecto coseno, } k_t = \frac{e}{X_{et}} = \cos \theta_t$$

Estos resultados son fundamentales para el estudio de sombras y apantallamientos, ya que según se esté en presencia de uno u otro tipo de sombras, el efecto coseno, corrector de la energía que es posible enviar al receptor, será sólo función del correspondiente ángulo cenital, θ_s ó θ_t , pero no de los ángulos acimutales de los espejos.

Cuando se verifique, $\theta_t < \theta_s$ y de acuerdo con la ecuación,

$$\frac{X_{et}}{X_{es}} = \frac{\cos \theta_s}{\cos \theta_t} = p = \frac{1}{s}$$

resulta que $p < 1$ y, por lo tanto, $k_s < k_t$, lo cual indica predominio de la sombra solar sobre el apantallamiento, según se muestra en la Fig VIII.9.

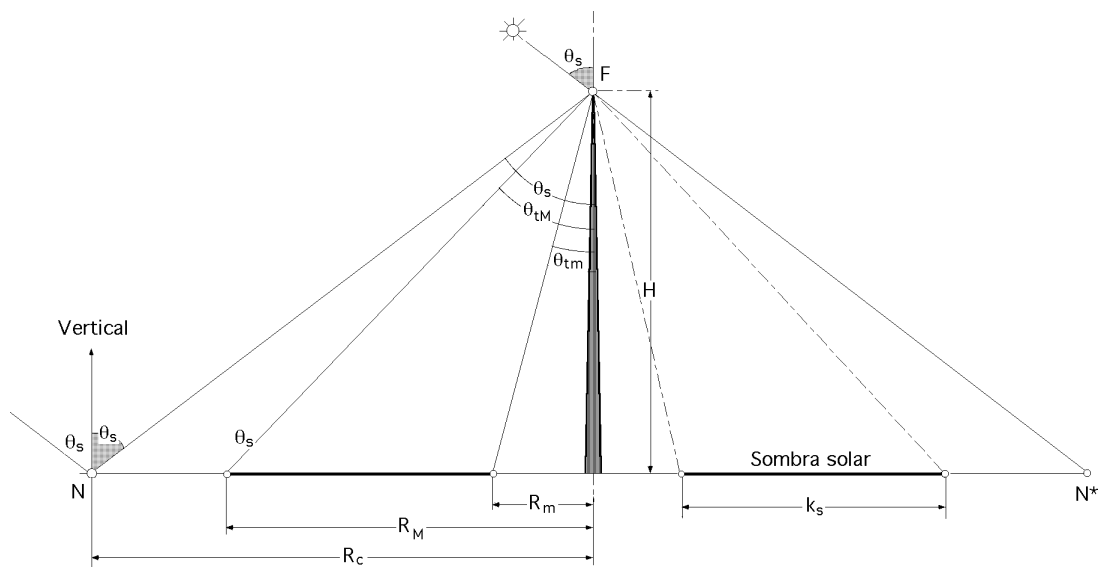


Fig VIII. 9.- El nodo cae fuera del campo concentrador

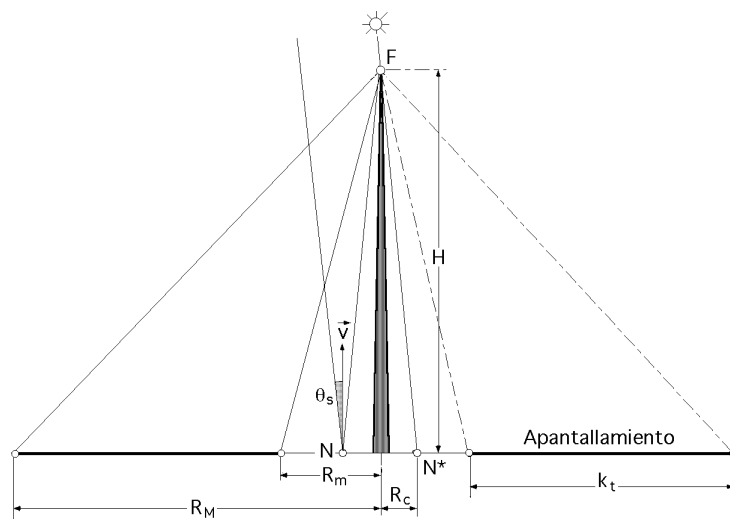


Fig VIII.10.- El nodo cae entre la base de la torre y el concentrador

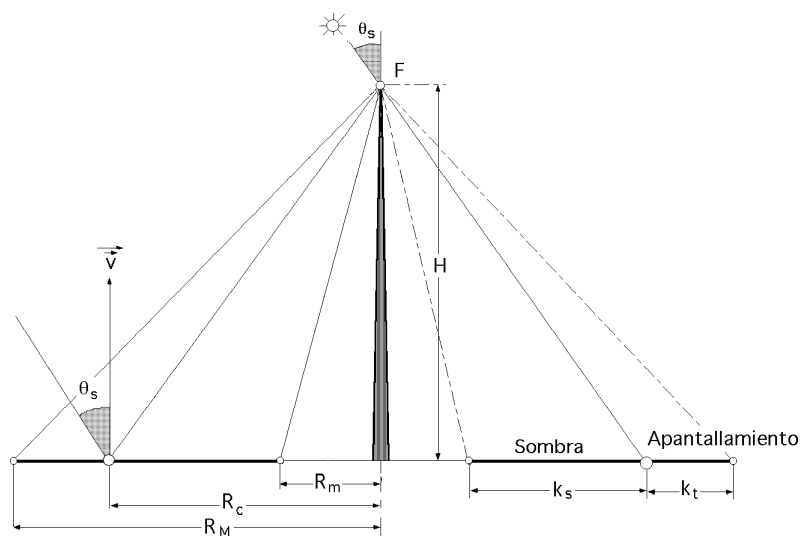


Fig VIII.11.- El nodo cae dentro del concentrador

Cuando se verifique, $\theta_t > \theta_s$, resulta que $p > 1$ y $k_s > k_t$, que indica predominio del apantallamiento sobre la sombra solar, Fig VIII.10.

Cuando el nodo caiga dentro del campo especular, predominará uno u otro efecto de sombra, según se esté a una u otra parte de la circunferencia critica de radio R_c , que en cada instante pasará por el nodo correspondiente, Fig VIII.11

VIII.4.- SOMBRAS SOBRE ANILLOS DE ANCHURA 1

Para el campo continuo de heliostatos se podrá considerar que la distancia mínima entre dos anillos consecutivos, D_m será igual a la anchura de los mismos l y por lo tanto, la ecuación

$$X_s = \frac{l D_m}{X_{es}} = \frac{D \cos \theta_n}{\cos \theta_n + \sin \theta_n \operatorname{tg} \theta_s \cos (\theta_s - \theta_n)}$$

quedará en la siguiente forma, teniendo presente la Fig VIII.12,

$$X_s = \frac{l^2}{X_{es}} = \frac{1}{\cos \theta_n + \sin \theta_n \operatorname{tg} \theta_s \cos (\theta_s - \theta_n)}$$

Cuando, $l < X_{es}$, sabemos existe sombra parcial tipo X; cuando se cumpla que, $X_s \geq 1$, no habrá sombra solar tipo X y se cumplirá,

$$\cos \theta_n + \sin \theta_n \operatorname{tg} \theta_s \cos (\theta_s - \theta_n) \leq 1$$

$$X_t = \frac{l D_m}{X_{et}} = \frac{1}{\cos \theta_n + \sin \theta_n \operatorname{tg} \theta_t \cos (\theta_t - \theta_n)}$$

Cuando, $l < X_{et}$, habrá apantallamiento parcial tipo X; cuando se cumpla que, $X_t \geq 1$, no habrá apantallamiento tipo X y se obtiene,

$$\cos \theta_n + \sin \theta_n \operatorname{tg} \theta_t \cos (\theta_t - \theta_n) \leq 1$$

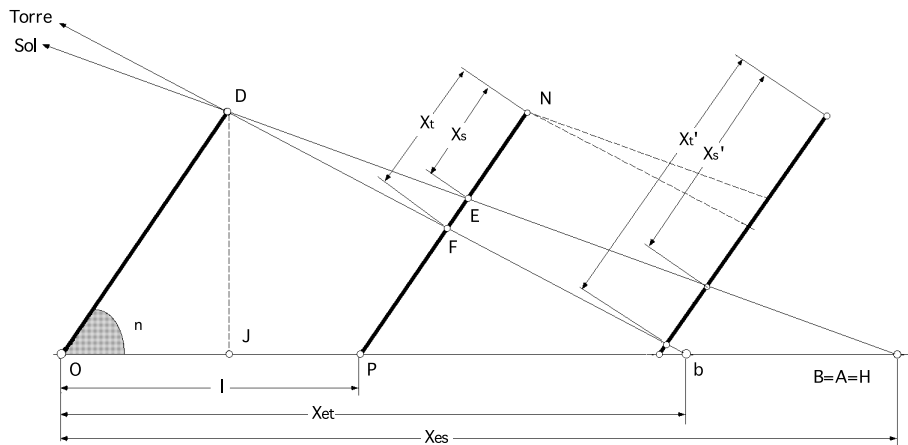


Fig VIII.12.- Campo continuo de heliostatos

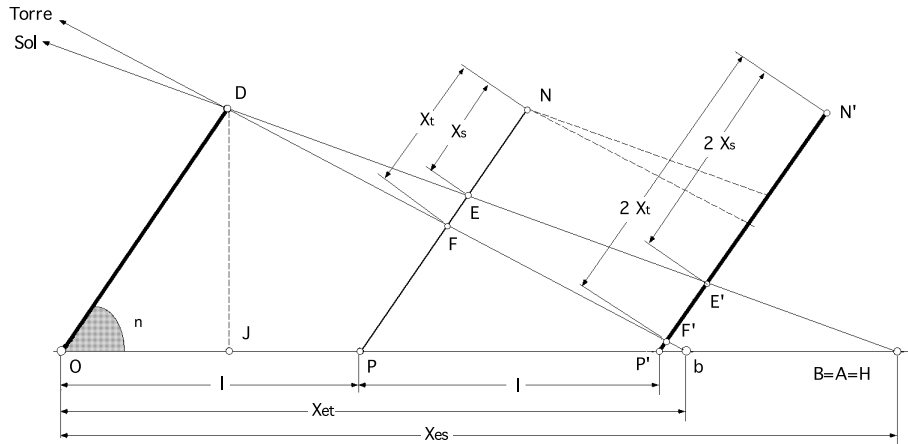


Fig VIII.13.- Campo discontinuo de heliostatos

Para los anillos continuos, los efectos tipo Y no se tendrán en cuenta, ya que estos efectos señalan sobre cada espejo la proyección horizontal de la sombra y/o apantallamiento, y en consecuencia, siempre estarán comprendidos dentro de los efectos X, limitándose lateralmente, según líneas contenidas en la intersección de un plano vertical al espejo, con el propio espejo.

En consecuencia, la relación,

$$\frac{X_t}{X_s} = \frac{X_{es}}{X_{et}} = \frac{1}{P}$$

sigue siendo la misma.

Para el campo discontinuo de heliostatos, se podrá considerar que la distancia mínima entre dos anillos consecutivos D_m , será $2l$, Fig VIII.13.

Los efectos tipo X quedarán en la forma,

$$X'_s = \frac{2l}{\cos n + \operatorname{sen} n \operatorname{tg} s \cos(s - n)}$$

en la que cuando, $2l > X_{es}$, habrá sombra parcial tipo X.

Cuando, $X_{es} > 2l$, no habrá sombra tipo X y se tendrá, $1 > X'_s$, por lo que,

$$\cos n + \operatorname{sen} n \operatorname{tg} s \cos(s - n) > 2$$

En la misma forma,

$$X'_t = \frac{2l}{\cos n + \operatorname{sen} n \operatorname{tg} t \cos(t - n)}$$

y se encuentra que cuando se cumpla que, $2l < X_{et}$, habrá apantallamiento parcial tipo X.

Cuando, $X_{et} > 2l$, no habrá apantallamiento tipo X y se cumplirá al ser, $1 > X'_t$

$$\cos n + \operatorname{sen} n \operatorname{tg} t \cos(t - n) > 2$$

y la relación,

$$\frac{X'_t}{X'_s} = \frac{1}{p}$$

seguirá siendo la misma que para el caso anterior del campo continuo, debido a que para una determinada posición del Sol, los valores X'_s y X'_t se duplican.

En consecuencia, toda la formulación desarrollada hasta aquí será válida tanto para campos continuos, como para campos discontinuos.

El hecho de ampliar el intervalo entre anillos influirá únicamente en el valor del área útil de los mismos; los cálculos numéricos habrá que realizarlos para cada anillo en forma individual.

VIII.5.- SOMBRAS SOBRE HELIOSTATOS INDIVIDUALES

En este caso, Fig VIII.13, estarán presentes los efectos X e Y al mismo tiempo.

El efecto X será idéntico al desarrollado en las ecuaciones,

$$X'_s = \frac{2l}{\cos n + \operatorname{sen} n \operatorname{tg} s \cos(s - n)}$$

$$X'_t = \frac{2l}{\cos n + \operatorname{sen} n \operatorname{tg} t \cos(t - n)}$$

mientras que el efecto Y se obtiene a partir de las ecuaciones que conducen a,

$$\frac{Y_s}{Y_t} = \frac{-\operatorname{sen}(r - d)}{\operatorname{sen}(2n + r + d)}$$

en la forma,

$$Y_s = \frac{-D \operatorname{sen}(r - d)}{\cos(r + d)} \quad \left| \quad D = \frac{D_p}{\cos(n - d)} = \frac{2l}{\cos(n - d)} \right| = \frac{-2l \operatorname{sen}(r - d)}{\cos(n - d) \cos(r + n)}$$

en las que r y d vienen dadas por las ecuaciones,

$$\operatorname{tg} r = \frac{-1}{\operatorname{tg} x} = -\frac{X_B}{Y_B} \quad ; \quad \operatorname{tg} d = \frac{x_0 - x_p}{y_0 - y_p}$$

Para Y_t se obtiene,

$$Y_t = \frac{-2l \operatorname{sen}(r + 2n + d)}{\cos(n - d) \cos(r + n)}$$

Para la determinación de estos efectos Y hay que realizar los cálculos numéricos individualmente para cada espejo; en ciertas condiciones existirán espejos que estarán sometidos sólo a efectos X, pero en general intervendrán en la determinación del área útil especular los dos tipos de efectos.

IX.- CONCENTRADORES CIRCULARES CON RECEPTOR CENTRAL SIMÉTRICO

IX.1.- CARACTERISTICAS GENERALES DE LOS CONCENTRADORES CONTINUOS DE HELIOSTATOS

Podemos definir un *concentrador continuo* de energía solar como una disposición del campo de heliostatos que permita obtener el máximo aprovechamiento de la energía solar incidente, o lo que es lo mismo, un límite superior de sus propiedades; un concentrador discontinuo, más real que el anterior, sería aquél en el que el terreno del campo estuviese ocupado parcialmente por los heliostatos.

Para el concentrador continuo tienen que cumplirse las siguientes condiciones:

a) Los heliostatos constituyen un conjunto plano, cerrado y continuo, dispuestos de tal forma que, en cada instante, cumplan con las condiciones de dirección, al tiempo que reflejan el máximo flujo solar hacia el receptor, teniendo presentes en todo momento los fenómenos de sombra solar y apantallamiento del receptor.

Los heliostatos, dadas sus pequeñas dimensiones frente a las del campo concentrador, se pueden considerar como pequeñas superficies especulares, perfectamente individualizados y dispuestos según un ordenamiento circular, con centro en la base de la torre, en cuya cima se encuentra ubicado el receptor.

Por lo que respecta a sus inclinaciones, estarán ordenados alrededor del nodo (único punto del campo en el que en cada instante hay un espejo horizontal), coincidiendo en cada momento con las líneas de igual acimut del concentrador; esta disposición puede aplicarse igualmente a los campos discontinuos, ya que las curvas de igual inclinación son independientes de la presencia o no de espejos en cada punto del campo.

El objeto de obtener el máximo rendimiento implica a su vez el conseguir las máximas exposiciones especulares y, por lo tanto, el tener cubierto el campo con el mayor número posible de

heliostatos; en el modelo de concentrador continuo éstos deberán estar separados el mínimo espacio posible, Fig IX.1, dando en todo momento la sensación de continuidad especular, es decir, la superficie del terreno coincide con la superficie especular.

b) El campo de heliostatos, en principio, se puede considerar como una corona circular, cuyo centro es la base de la torre.

El radio mínimo interior del campo así definido viene dado por,

$$R_{\text{máx}} = H \operatorname{tg} \theta_M = R_M$$

en la que θ_M es el ángulo máximo formado por el rayo reflejado por el punto central de cualquiera de los heliostatos situados en la periferia del campo y el eje de la torre.

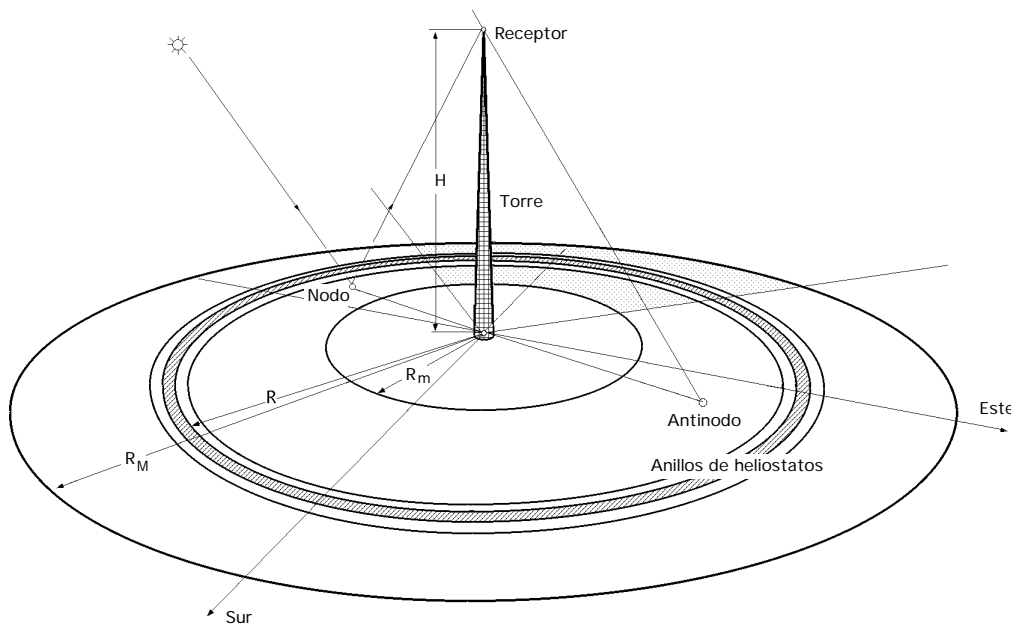


Fig IX.1.- Modelo de concentrador continuo con receptor puntual

El radio mínimo interior del campo lo definimos como,

$$R_{\text{mín}} = H \operatorname{tg} \theta_m = R_m$$

en la que θ_m es el ángulo mínimo definido por el rayo reflejado por el punto central de cualquier heliostato situado en el borde interior del concentrador y el eje de la torre.

Cuando todo el campo esté cubierto de heliostatos, el valor de $R_m = 0$.

c) El terreno donde va ubicado el concentrador se puede suponer horizontal, sin ningún tipo de obstáculos o accidentes que puedan introducir efectos de sombra y/o apantallamiento secundarios. Sin embargo, la formulación por anillos que se va a desarrollar se puede aplicar a aquellos casos en que los espejos estén ubicados por franjas de anillos a distintos niveles sobre el terreno, con lo que no se impone por esto ninguna restricción; los días se considerarán despejados, con Sol brillante.

IX.2.- RECEPTOR PUNTUAL

Los efectos de sombra y apantallamiento predominantes permiten dividir al campo en dos regiones perfectamente diferenciadas Fig IIX.12, separadas por una circunferencia de radio R_c de valor,

$$R_c = H \tan \theta_s$$

que en todo momento pasa por el nodo correspondiente, es decir, este radio critico coincide con la sombra de la torre sobre el terreno; dentro de esta circunferencia crítica se cumple la ecuación

$$\cos \theta_s < \cos \theta_t ; \quad \theta_s < \theta_t$$

de forma que, $\theta_s > 1$, y predominarán los efectos de sombra solar sobre el apantallamiento, mientras que fuera de ella se cumple, $\theta_s < 1$, predominando los efectos de apantallamiento sobre los de sombra solar.

Si el nodo cae dentro de la zona circular comprendida entre la base de la torre y la circunferencia interior del concentrador, todos los espejos experimentan, como sabemos, efectos de apantallamiento por cuanto el Sol estará casi en la vertical del campo.

Por el contrario, si el nodo cae fuera del concentrador por la parte exterior del círculo de radio R_M , el concentrador estará influenciado por efectos de sombra solar.

SUPERFICIE ESPECULAR EFECTIVA.- Se define el área efectiva del concentrador S_{ef} como aquella que tiene que interceptar en un tiempo dado el máximo flujo solar, y que incluirá efectos de sombras y apantallamientos mínimos. Para ello consideraremos un elemento especular anular diferencial, de área dA' , Fig IX.2, que se verá afectado por su posición respecto del nodo, lo cual a su vez permite introducir el efecto coseno k_s ó k_t , según predominen los efectos de sombra o apantallamiento.

$$dA' = 2 R dR = 2 H^2 \sin \theta_t \sec^3 \theta_t d \theta_t$$

Dada la posición del nodo respecto al concentrador, se pueden obtener tres tipos de expresiones para el valor del área efectiva:

1) Cuando el nodo esté situado entre la base de la torre y la parte interna del concentrador, se verifica que, $\theta_s < \theta_{tm}$, y por lo tanto, los espejos estarán expuestos a efectos de apantallamiento y habrá que utilizar el efecto coseno k_t .

El área efectiva tiene por expresión,

$$S_{ef} = 2 H^2 \int_{\theta_{tm}}^{\theta_{tM}} \sin \theta_t \sec^3 \theta_t d \theta_t k_t = 2 H^2 (\sec \theta_{tM} - \sec \theta_{tm})$$

Con esta ecuación se obtiene el límite energético superior que sería posible concentrar, ya que

para ella, el Sol estará en las posiciones más elevadas sobre el horizonte.

2) Cuando el nodo cae dentro de los límites del concentrador, se verifica, $t_m < s < t_M$, y por lo tanto, entre los valores, $t_m < s$, prevalecerán los efectos de sombra con, $k_s = \cos s$, y entre, $s < t_M$, los de apantallamiento con, $k_t = \cos t$; el área efectiva toma la expresión,

$$S_{ef} = 2 H^2 \left(\int_{t_m}^s \sin t \sec^3 t \cos s dt + \int_s^{t_M} \sin t \sec^3 t \cos t dt \right) = \\ = H^2 (2 \sec t_M - \cos s \sec^2 t_m - \sec s)$$

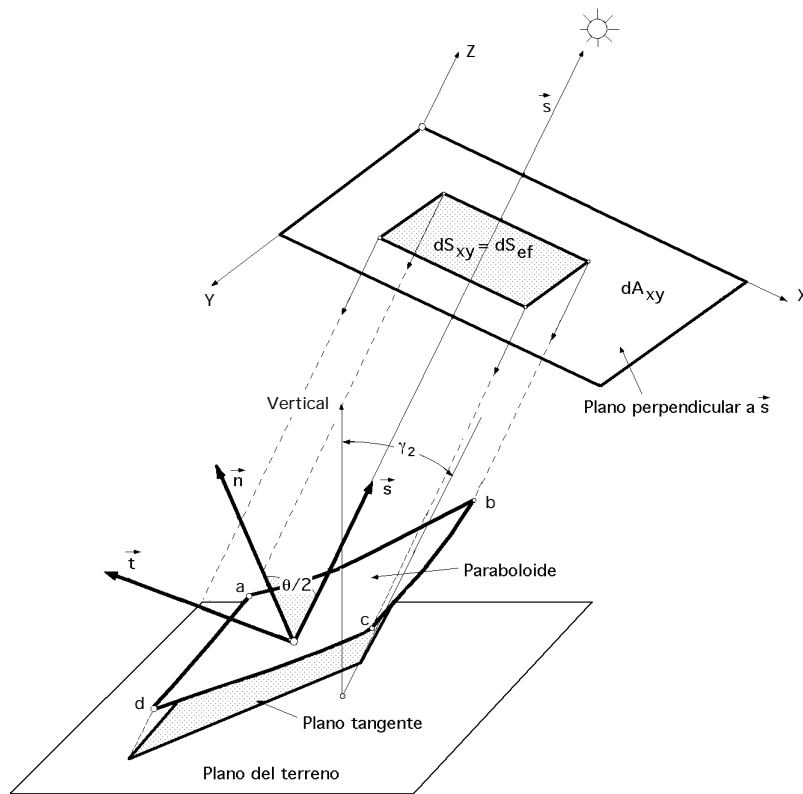


Fig IX.2.- Elementos especulares anulares diferenciales

Cuando el nodo cae fuera del concentrador por su parte exterior, prevalecerán los efectos de sombra y habrá que tener en cuenta el efecto coseno k_s ; el área efectiva es,

$$S_{ef} = 2 H^2 \int_{t_m}^{t_M} \sin t \sec^3 t \cos s dt = H^2 (tg^2 t_M - tg^2 t_m) \cos s$$

Con estas consideraciones se puede determinar la energía teórica máxima en cada circunstancia, que llegaría al receptor puntual en condiciones ideales, multiplicando las áreas efectivas anteriores por la constante solar I_0 .

RENDIMIENTO DEL CONCENTRADOR CON RECEPTOR PUNTUAL.- Como el área del terreno sobre el cual va ubicado el concentrador es,

$$A = H^2 (\tan^2 \theta_M - \tan^2 \theta_m)$$

se puede definir el rendimiento del concentrador con receptor puntual como la relación existente en el área total especular efectiva y el área del terreno ocupado por los heliostatos, en la forma,

$$c_p = \frac{S_{ef}}{A} = \frac{S_{xy}}{A} = \frac{S_e}{A} = F_u \cdot e = e$$

que evaluaremos mediante las ecuaciones anteriores, de acuerdo con los tres casos que pueden darse, resultando,

$$\begin{aligned} \theta_s < \theta_m &; \quad c_p = \frac{2}{\sec^2 \theta_M - \sec^2 \theta_m} \\ \text{Para, } \theta_m < \theta_s < \theta_M &; \quad c_p = \frac{2 \sec^2 \theta_M - \cos^2 \theta_s \sec^2 \theta_M - \sec^2 \theta_s}{\tan^2 \theta_M - \tan^2 \theta_m} \\ \theta_s > \theta_M &; \quad c_p = \cos^2 \theta_s \end{aligned}$$

Se puede expresar el área efectiva en forma adimensional A^* , utilizando como base de normalización el área, H^2 , correspondiente a un círculo de radio H ; las ecuaciones que proporcionan la superficie efectiva quedarán en la forma,

$$\begin{aligned} A^* &= 2 (\sec^2 \theta_M - \sec^2 \theta_m) \\ A^* &= 2 \sec^2 \theta_M - \cos^2 \theta_s \sec^2 \theta_M - \sec^2 \theta_s \\ A^* &= 2 (\tan^2 \theta_M - \tan^2 \theta_m) \cos^2 \theta_s \end{aligned}$$

observándose en ellas un detalle común, y es que como los efectos coseno no son función de ningún ángulo acimutal, los distintos valores de A^* y de c_p son también independientes de estos ángulos acimutales, siendo sólo función de las distancias radiales.

La superficie efectiva quedará entonces en la forma, $S_{ef} = H^2 A^*$, que permite obtener las relaciones de concentración de energía solar, para el caso en que el receptor tenga una forma y geometría determinadas que, frente a las dimensiones del concentrador, podamos interpretarle como puntual.

IX.3.- CARACTERISTICAS IDEALES DE LOS CONCENTRADORES DE ENERGÍA SOLAR CIRCULARES Y CONTINUOS, CON RECEPTOR PUNTUAL

Consideraremos en primer lugar que los límites geométricos del campo vienen definidos por, $\theta_m = 0^\circ$, y por θ_M lo que permite obtener unos resultados que serán los máximos posibles, por cuanto el terreno se ha cubierto totalmente con superficie especular.

CURVAS DE IGUAL RENDIMIENTO ESPECULAR.- La relación existente entre el rendimiento del concentrador η_{cp} y el ángulo θ_{tM} para distintos valores del ángulo cenital solar, viene representada en la Fig IX.3; como cuando el Sol está en la vertical del campo, sólo pueden existir efectos de apantallamiento, la curva correspondiente comprenderá a todas las demás y, por lo tanto, será la de máximo rendimiento para un ángulo θ_{tM} dado.

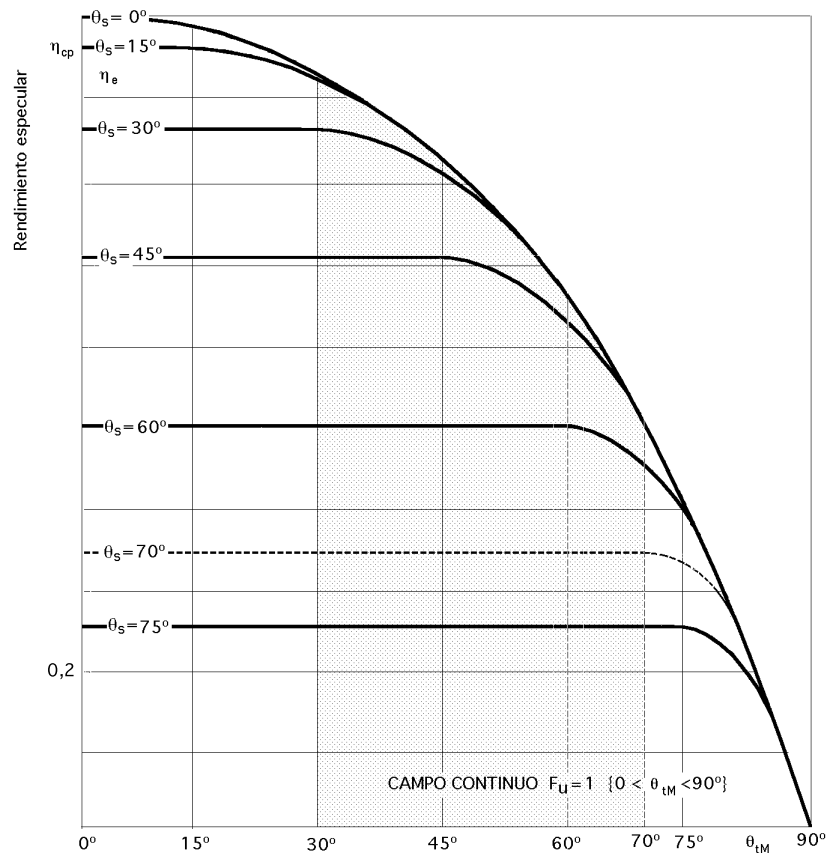


Fig IX.3.- Curvas de igual rendimiento especular

A medida que el Sol va tomando otras posiciones más bajas, comienzan a aparecer efectos de sombra, que en principio estarán comprendidos dentro del apantallamiento; el rendimiento comenzará a disminuir, se observa la existencia de una zona en la que el rendimiento permanece constante, correspondiéndose con, $\theta_s < \theta_{tM}$.

Sin embargo, en las demás regiones del campo en las que se cumpla que, $\theta_s > \theta_{tM}$, y en las que el nodo cae fuera del concentrador, las curvas del rendimiento caen rápidamente debido a que en estas zonas los efectos que predominan son los de sombra solar, y al tomar el efecto coseno k_s valores muy pequeños, por ser θ_s grande, se reduce el área efectiva del campo.

Una consecuencia lógica es la de que cuanto más pequeño sea θ_s los anillos que más contribuirán a la obtención de un rendimiento máximo serán los más próximos a la base de la torre en los que se sabe no existirán fenómenos de sombra siempre que, $\theta_s < \theta_{tM}$.

Para ángulos, $\theta_{tM} > 15^\circ$, comenzarán a aparecer fenómenos de sombra y para θ_{tM} del orden de 90° , el rendimiento η_{cp} se reducirá a cero.

Si θ_s va aumentando, se observa que para, $\theta_s > \theta_{tM}$, se cumple la ecuación,

$$\eta_{cp} = \cos \theta_s$$

que es la que proporciona el tramo horizontal, y en el momento en que se tenga,

$$\theta_{tm} < \theta_s < \theta_{tM}$$

dado que hemos partido de, $\theta_{tm} = 0^\circ$, resultará que para, $\theta_s < \theta_{tM}$, las curvas comienzan a descender.

Si se supone un campo continuo particular definido por, $\theta_{tm} = 0^\circ$ y $\theta_{tM} = 70^\circ$, el rendimiento del campo aumenta desde la salida del Sol hasta, $\theta_s = 70^\circ$, $0 < \eta_{cp} < 0,34$; todo el campo estará sometido a sombra solar predominante, pues el nodo cae fuera del concentrador y, en consecuencia, toda la energía solar que le llega podrá reflejarla al receptor, existiendo en este caso un exceso de superficie especular.

Al seguir ascendiendo el Sol y entrar el nodo dentro de los límites del concentrador, se observa la aparición de fenómenos de apantallamiento entre el nodo y la periferia del campo, por lo que la eficiencia de los espejos periféricos aumentará, hasta cortar a la curva límite con, $\eta_{cp} = 0,50$; este rendimiento permanecerá ya invariable hasta que, al atardecer, el Sol vuelva a tomar posiciones menores de, $\theta_s = 70^\circ$; los espejos situados hacia el interior del campo contribuirán a aumentar su η_{cp} a medida que el Sol asciende y, al mediodía, los que alcanzan un η_{cp} superior serán los más próximos a la base de la torre; estos espejos son los más interesantes en los receptores de cavidad de eje vertical, con abertura paralela al concentrador, para los que el campo concentrador tiene un θ_{tM} muy pequeño, con rendimientos comprendidos entre, $0,7 < \eta_{cp} < 1$, que se corresponden con ángulos cenitales solares entre 45° y 0° respectivamente. Para un receptor cilíndrico vertical, los anillos interiores más próximos a la base de la torre carecen de interés y de ahí el que se puedan considerar campos con, $\theta_{tm} > 0^\circ$.

Al analizar el campo comprendido entre, $30^\circ < \theta_{tm} < 70^\circ$, se encuentra que la distribución de los anillos periféricos es la misma que para cuando, $\theta_{tm} = 0^\circ$, mientras que el η_{cp} de los anillos interiores llega a valer 0,866 para ángulos cenitales solares comprendidos entre 0° y 30° ; la curva límite para, $\theta_s = 0^\circ$, irá por debajo de la correspondiente al campo continuo que para, $\theta_{tM} = 30^\circ$, estaba en 0,928.

En el concentrador formado por anillos de espejos circulares perfectamente individualizados y de dimensiones finitas, se observa que cuando todo él está sometido a sombra solar, la energía reflejada no depende de la altura a la que se encuentra el receptor, pero si de la anchura de los anillos, cuando ésta sea menor que la diferencia entre los radios medios correspondientes a dos anillos consecutivos. Si lo que prevalece es el apantallamiento, la energía reflejada si va a depender de la altura a que se encuentre el receptor, y de la anchura de los espejos. Sin embargo, aumentando la altura de la torre, a partir de una cierta posición, no se mejora notoriamente el rendimiento, sucediendo otro tanto cuando se mantiene constante la altura focal y se modifican las dimensiones del concentrador.

CURVAS DE IGUAL SUPERFICIE EFECTIVA NORMALIZADA.- Si se estudia la relación existente entre el área efectiva normalizada, A^* , y los ángulos cenitales solares para diversos valores de θ_{tM} se obtiene, para una amplia gama de valores de, $\theta_s < \theta_{tM}$, que el valor de A^* permanece prácticamente constante, lo mismo que sucede con θ_{cp} .

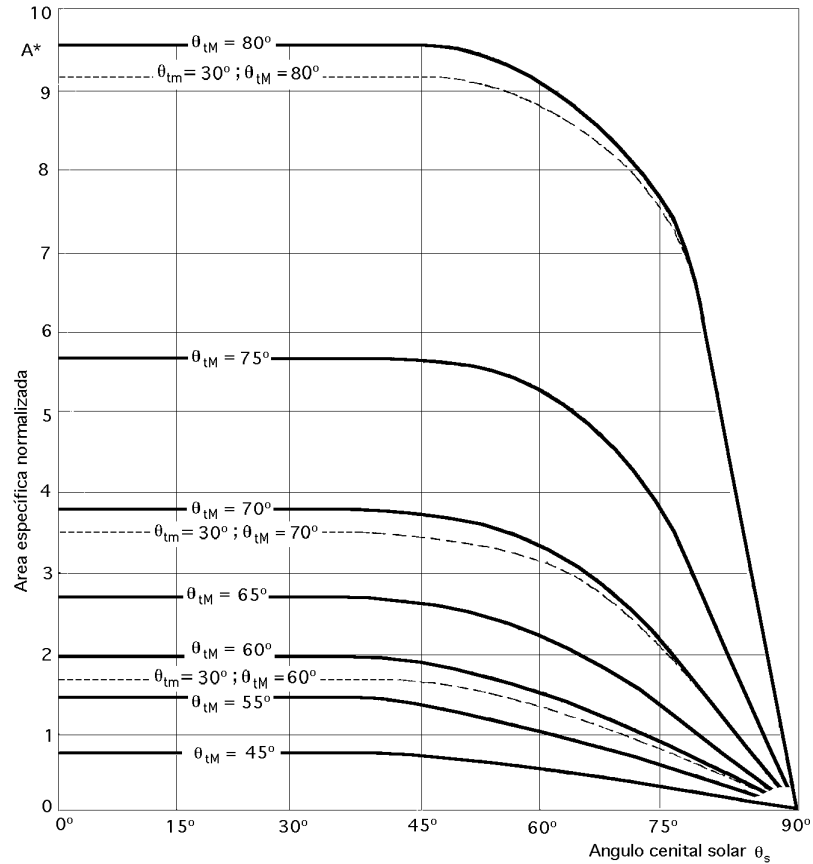


Fig IX.4.- Curvas de igual superficie efectiva normalizada

Cuando comienzan a aparecer fenómenos de sombra, y predominan sobre el apantallamiento, se producirá la caída de las curvas, región que viene dada por las siguientes ecuaciones,

Para el intervalo, $0 \leq \theta_s \leq \theta_{tM}$, resulta,

$$A_{s=0^\circ}^* - A_s^* = 2 \sec \theta_{tM} - \sec^2 \theta_{tM} - 1 - 2 \sec \theta_{tM} + \cos \theta_s \sec^2 \theta_{tM} + \sec \theta_s = -\sec^2 \theta_{tM} - 1 + \cos \theta_s \sec^2 \theta_{tM} + \sec \theta_s$$

y para, $\theta_{tM} = 0^\circ$, se obtiene,

$$A_{s=0^\circ}^* - A_s^* = \cos \theta_s + \sec \theta_s - 2$$

Cuando θ_s sea mayor que θ_{tM} , Fig IX.4, las curvas inician un descenso debido a que predominarán los efectos de sombra solar.

Si se considera que, $\theta_{tM} = 30^\circ$ y $\theta_{tM} = 70^\circ$, se observa que con respecto al campo con, $\theta_{tM} =$

80°, existe una gran diferencia en el área efectiva, lo cual se debe al gran número de anillos comprendidos en el intervalo, $70^\circ < t_M < 80^\circ$, siendo el área efectiva 2,6 veces superior para una misma altura de torre; también se observa que un aumento en la altura de la torre, mejora notablemente el área efectiva de los anillos, aumentando, por lo tanto, la potencia del concentrador.

Para un concentrador definido por, $t_m = 30^\circ$ y $t_M = 60^\circ$, el área efectiva máxima para, $\theta_s = 0^\circ$, es 2,1 veces menor que para el campo definido por, $t_m = 30^\circ$ y $t_M = 70^\circ$, quedando reducida su potencia a la mitad.

Conocidas las áreas efectivas totales, para determinar la cantidad de energía disponible en el receptor, las multiplicamos por la constante solar I_0 , pudiendo interpretar el área efectiva como una densidad de energía por unidad de superficie, referida al área, H^2 , por lo que la energía solar total reflejada por el concentrador sobre el receptor puntual se puede expresar como,

$$Q_T = H^2 A^* I_0$$

El valor de I_0 depende, fundamentalmente, de θ_s lo cual lleva implícito el lugar donde está ubicado el concentrador (latitud), día de año (declinación media), hora del día (ángulo horario) y, en gran manera, el ángulo de dispersión de los rayos solares reflejados, en donde se incluyen los errores de construcción de los espejos, el grado de acabado de los mismos y los errores de dirección y enfoque de los heliostatos.

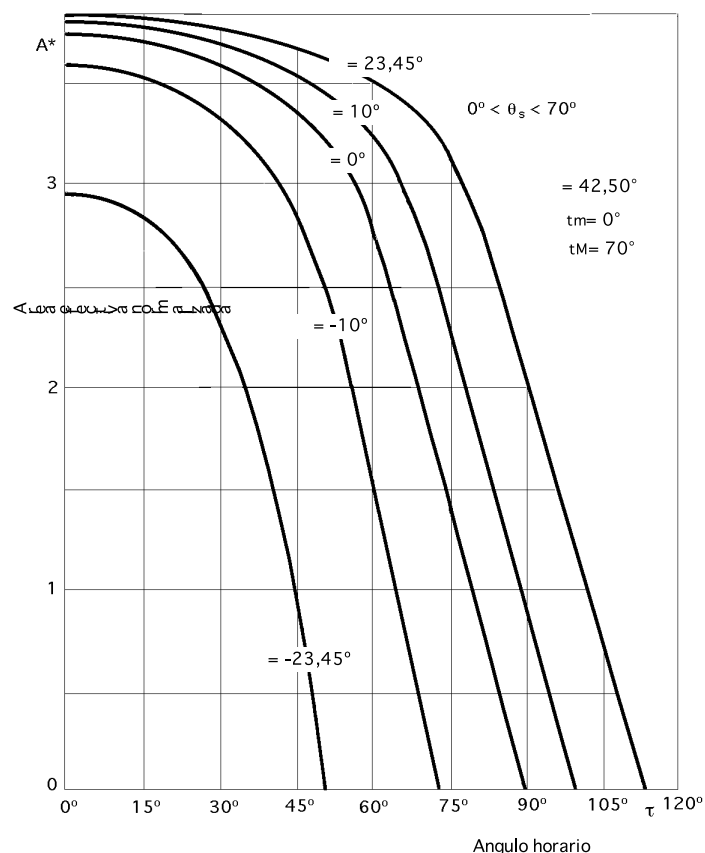


Fig IX.5.- Curvas de igual superficie efectiva normalizada en función del tiempo

CURVAS DE IGUAL SUPERFICIE EFECTIVA EN FUNCIÓN DEL TIEMPO.- Si se relaciona el valor de A^* con el ángulo horario correspondiente a un determinado día del año, mediante el valor de, $\cos \delta$, definido por su declinación media, a una latitud dada, para distintos valores de τ_m y τ_M se obtienen las siguientes ecuaciones,

a) Para, $\delta < \tau_m$

$$A^* = 2 (\sec \tau_M - \sec \tau_m)$$

que no se modifica y que, en consecuencia, proporciona el tramo horizontal.

b) Para, $\tau_m < \delta < \tau_M$

$$A^* = 2 \sec \tau_M - (\sin \delta \sin \tau_m + \cos \delta \cos \tau_m \cos \tau_M) \sec^2 \tau_m - \frac{1}{\sin \delta \sin \tau_m + \cos \delta \cos \tau_m \cos \tau_M}$$

c) Para, $\delta > \tau_M$

$$A^* = (\tan^2 \tau_M - \tan^2 \tau_m) (\sin \delta \sin \tau_m + \cos \delta \cos \tau_m \cos \tau_M)$$

que se han representado en la Fig IX.5.

IX.4.- CONSIDERACIONES SOBRE RECEPTORES PUNTUALES

La relación existente entre la energía enviada al receptor y la altura de la torre, para diversos valores de R_M , y para el caso particular, $\tau_m = 0^\circ$, se puede determinar mediante la ecuación,

$$S_{ef} = 2 H^2 (\sec \tau_M - \sec \tau_m)$$

Su representación se ha realizado en papel semilogarítmico, Fig IX.6, y en ella el valor de τ_M depende de la relación, R_M/H , observándose la variación de la energía reflejada por un determinado concentrador definido por su radio R_M , en función de la altura H de la torre.

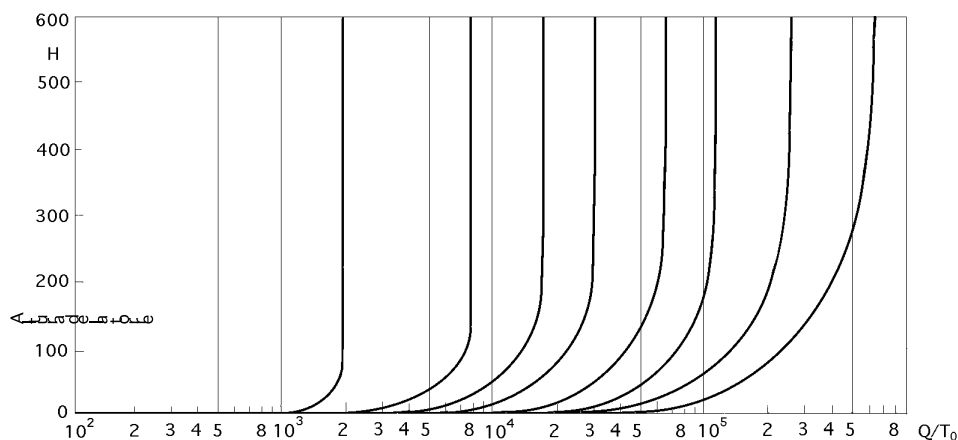


Fig IX.6.- Representación de la ecuación, $Q_T = 2 H^2 I_0 (\sec \tau_M - 1)$, para diversos valores de R_M

Para un R_M determinado, la energía enviada al receptor permanecerá prácticamente constante a partir de una cierta altura H de la torre, por lo que sería absurdo, en principio, construir torres de altura superior manteniendo el radio R_M .

La ecuación anterior es la más favorable por cumplirse cuando el Sol está en sus posiciones más elevadas y de ahí el que no pueda ser representativa de lo que pueda suceder en el concentrador cuando intervengan las ecuaciones,

$$S_{ef} = H^2 (2 \sec \theta_{TM} - \cos \theta_s \sec^2 \theta_{TM} - \sec \theta_s)$$

$$S_{ef} = H^2 (\tan^2 \theta_{TM} - \tan^2 \theta_{TM}) \cos \theta_s$$

en las que los problemas de sombras y apantallamientos van a influir en gran manera en la energía reflejada al receptor.

En la Fig IX.7 se ha hecho una representación de la energía que podría enviar al receptor cada anillo de espejos continuo, sometido únicamente a los efectos de sombra solar.

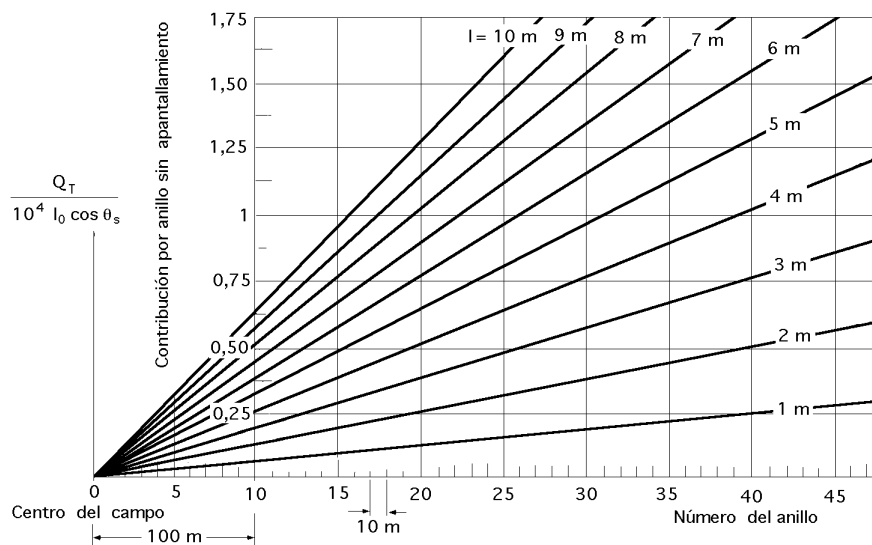


Fig IX.7.- Anillos sometidos sólo a sombra solar

Un resultado muy interesante es aquel en el que la energía reflejada no depende para nada de la altura de la torre, y sí únicamente de la anchura l del anillo especular; se ha dispuesto una distancia entre centros de anillos única igual a 10 m, y anchuras de anillos comprendidas entre 1 y 10 m, observándose que la energía enviada al receptor, en cada caso, es proporcional a la anchura del anillo.

Cuando la anchura de los anillos sea de 10 m, se estará en el caso de campo continuo, por ser la distancia entre anillos también de 10 m y, en consecuencia, se tendrá la máxima energía que será posible enviar al receptor; la energía reflejada varía linealmente, aumentando con el radio del anillo.

En las Fig IX.8 y 9 se ha realizado una representación análoga a la anterior, pero sólo para el caso en que los anillos estén expuestos a efectos de apantallamiento. En este caso, la energía enviada al receptor por cada anillo continuo sí depende de la altura H de la torre, siendo mayor cuanto mayor sea dicha altura.

Para una altura dada, la energía radiada por cada anillo sería proporcional a la anchura del mismo; sin embargo, para cuando los anillos tengan una misma anchura, esta energía reflejada aumentará con el radio del anillo considerado, pero no linealmente como sucedía en el caso de la sombra solar.

Si se supone un concentrador de radio R_M fijo, (por ejemplo de $R_m = 500$ m, la relación, Q_T/I_0 , comienza a ser uniforme para, $H = 1.500$ m; el intentar construir torres de esta altura sería absurdo, aunque una solución pudiera ser el aprovechar alguna montaña ideal, en cuya cima fuese el receptor, y el concentrador estuviese dispuesto alrededor de su base; esta solución implicaría, para, $I_0 = 1$ kW/m², un valor de, $Q_T = 765$ MW; si se reduce la altura de la torre, por ejemplo a 300 m, manteniendo el mismo R_M , resultaría que, $Q_T = 535$ MW, y ésto indica que una torre cinco veces más pequeña implicaría sólo una reducción de la energía enviada al receptor de aproximadamente 1,4 veces la correspondiente a, $H = 1.500$ m.

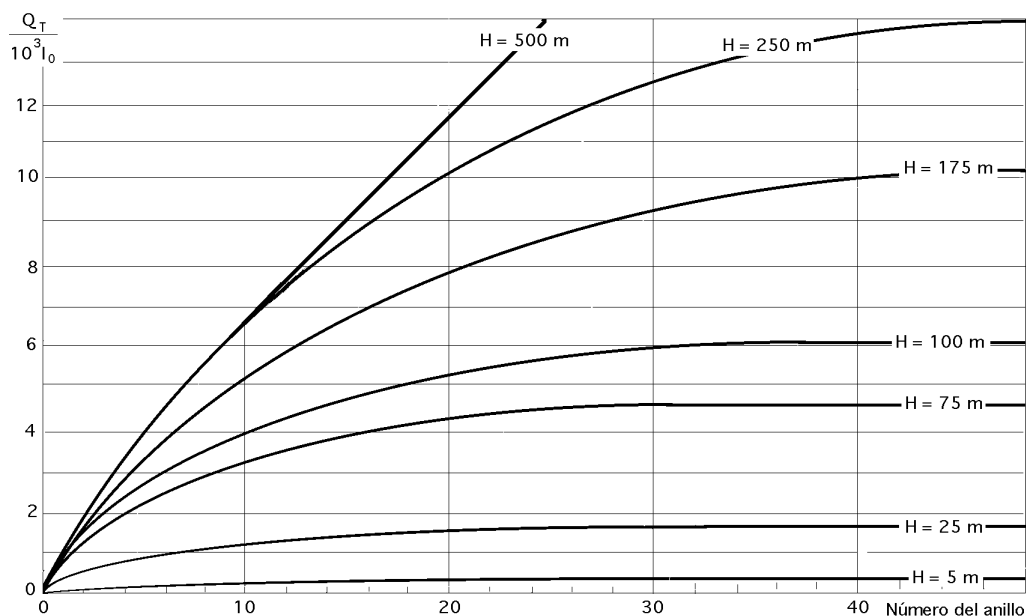
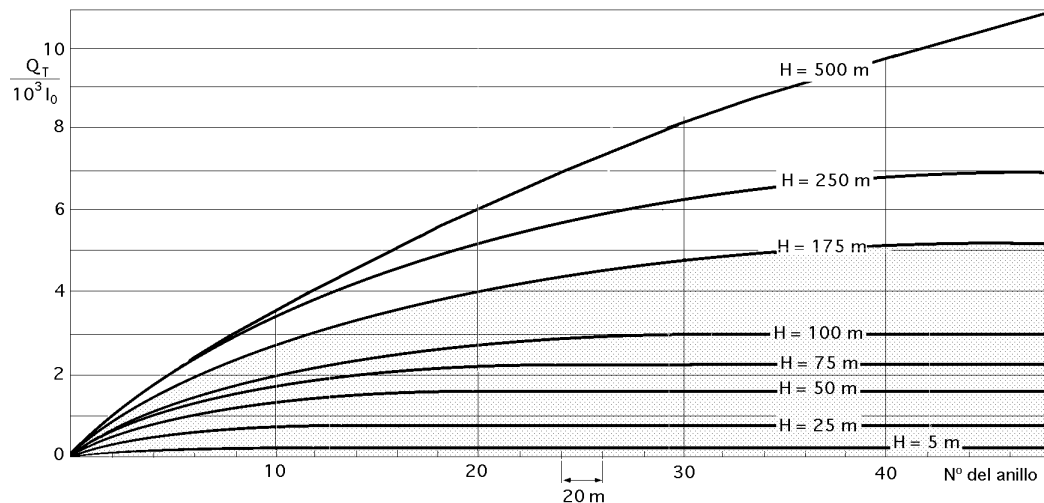


Fig IX.9.- Anillos sometidos sólo a apantallamiento, $l = 10$ m

Si se reduce aún más la altura de la torre, por ejemplo a $H = 100$ m para $R_M = 500$ m, supondría que Q_T fuese del orden de 260 MW, es decir, 2,9 veces menos energía que para $H = 1.500$ m, equivalente a la de una modesta central térmica para la generación de electricidad.

Modificando el radio del concentrador, manteniendo fija la altura de la torre, por ejemplo $H = 150$ m, se obtienen los siguientes resultados:

$R_M = 500$ m	$Q_T = 350$ MW
$R_M = 300$ m	$Q_T = 170$ MW
$R_M = 150$ m	$Q_T = 57$ MW
$R_M = 75$ m	$Q_T = 17$ MW

observándose que la relación $\frac{Q_T}{R_M}$ disminuye a medida que R_M se hace más pequeña, pero no proporcionalmente.

IX.5.- RECEPTORES NO PUNTUALES

Para estudiar los receptores no puntuales definiremos un factor de concentración C , como la relación entre la superficie efectiva reflectora del concentrador, y la superficie lateral del receptor, para cuando éste sea una superficie geométrica.

Se puede suponer que el receptor posee simetría de revolución respecto al eje de la torre, que sus dimensiones son mucho más pequeñas que las del concentrador, y que éste es continuo, aunque esta condición no es estrictamente necesaria.

El ángulo de dispersión de los rayos solares reflejados α debe ser tal que el perfil del receptor, visto desde el anillo más alejado de la base de la torre, en condiciones ideales, esté dado por la intersección del cono solar reflejado y la superficie lateral del mismo; supondremos también que la reflectancia y acabado de los espejos es perfecta.

Analizaremos cuatro tipos de geometrías receptoras, que se pueden considerar como las más típicas,

DISCO PLANO HORIZONTAL.- Supondremos que el disco está dispuesto como se indica en la Fig IX.10, en la que el radio r del mismo dependerá del radio R_M del anillo periférico, de forma que los rayos solares reflejados limiten el contorno del disco.

Con estas condiciones se tiene,

$$r = R_M \cos \alpha$$

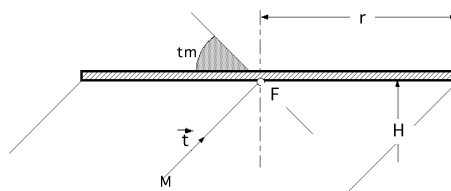


Fig IX.10.- Receptor disco plano horizontal

y como, $H = M \cos \theta_{tM}$, resulta:

$$\frac{r}{H} = \frac{1}{\cos^2 \theta_{tM}}$$

El área lateral del disco receptor, expuesta al cono solar reflejado es,

$$Q = r^2 = \left(\frac{H}{\cos^2 \theta_{tM}} \right)^2$$

El factor de concentración C viene dado por,

$$C = \frac{S_{ef}}{S} = \frac{A^* \cos^4 \theta_{tM}}{2} = \frac{A^*}{\left(\frac{r}{H} \right)^2}$$

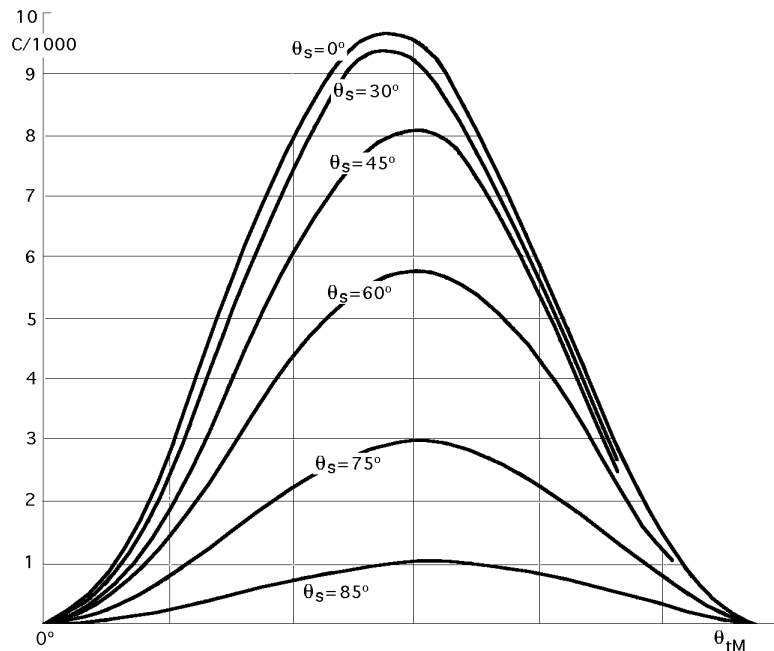


Fig IX.11.- Factores de concentración para el receptor disco plano horizontal

$$A^* = 2 (\sec \theta_{tM} - 1), \text{ para, } \theta_s = \theta_{tM}$$

$$\text{Para, } \theta_{tM} = 0, \quad A^* = 2 \sec \theta_{tM} - \cos \theta_s - \sec \theta_s, \text{ para, } \theta_s < \theta_{tM}$$

$$A^* = \tan^2 \theta_{tM} \cos \theta_s, \text{ para, } \theta_s > \theta_{tM}$$

que permiten encontrar las relaciones (C, θ_{tM}) , para diversos valores de θ_s , Fig IX.11.

Se observa que los factores de concentración máximos se encuentran para, $\theta_s = 0^\circ$, y valores de θ_{tM} del orden de 40° ; para valores de, $\theta_s = 0^\circ$, los máximos se encuentran comprendidos entre, $40^\circ < \theta_{tM} < 50^\circ$.

SEMIESFERA.- La formulación que se pueda obtener dependerá de la posición del centro de la semiesfera, respecto del punto focal F; supondremos que el cono solar reflejado por el anillo perifé-

El radio r de dicha semiesfera viene dado en la siguiente forma,

$$\begin{aligned} (AC) &= (AB) \cos \frac{t_M}{2} \\ (AD) &= (AC) \cos \frac{t_M}{2} \\ (AB) &= 2r = \frac{(AD)}{\cos^2(\frac{t_M}{2})} ; \quad (AD) = 2H = \frac{2H}{\cos t_M} \\ r &= \frac{H}{\cos t_M \cos^2(\frac{t_M}{2})} = \frac{2H}{\cos t_M (1 + \cos t_M)} \end{aligned}$$
$$= 2 \quad r^2 = 2 \quad \frac{4 H^2}{\cos^2 \theta_M (1 + \cos \theta_M)^2}$$

Figure 10 is a line graph showing the normalized concentration $C/1000$ on the y-axis (ranging from 0 to 7) versus the angle θ_{tm} on the x-axis (ranging from 0° to 90°). The graph contains six curves corresponding to different values of θ_s : 0° , 30° , 45° , 60° , 75° , and 85° . The curves for $\theta_s = 0^\circ$ and 30° are the highest, peaking around $\theta_{tm} = 45^\circ$ to 50° with values near 7. As θ_s increases, the peak height decreases and the peak position shifts to the right. The curve for $\theta_s = 85^\circ$ is the lowest, peaking around $\theta_{tm} = 60^\circ$ with a value of approximately 1.0.

IX.-191

$$C = \frac{A^* \cos^2 \theta_{tM} (1 + \cos \theta_{tM})^2}{8 r^2} = \frac{A^*}{2 \left(\frac{r}{H}\right)^2}$$

Las relaciones (C, θ_{tM}) , para diversos valores de θ_s vienen representados en la Fig IX.13; se observa que el factor de concentración máximo se encuentra para, $\theta_s = 0^\circ$ y $\theta_{tM} = 50^\circ$; a medida que aumenta el valor de θ_s los máximos correspondientes se encuentran comprendidos en el intervalo definido por, $50^\circ < \theta_{tM} < 60^\circ$.

TRONCO DE CONO INVERTIDO.- En este caso se puede suponer que la generatriz del cono es igual al radio de la base, $g = r$; a su vez, los rayos solares reflejados por el anillo periférico incidirán normalmente sobre la superficie lateral del mismo, Fig IX.14, pudiéndose poner,

$$r = 2 g \sin \theta_{tM} = \frac{2 H}{\cos \theta_{tM}}$$

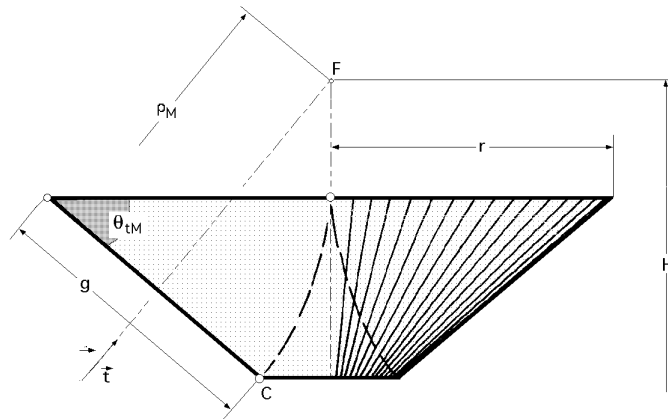


Fig IX.14.- Receptor troncocónico

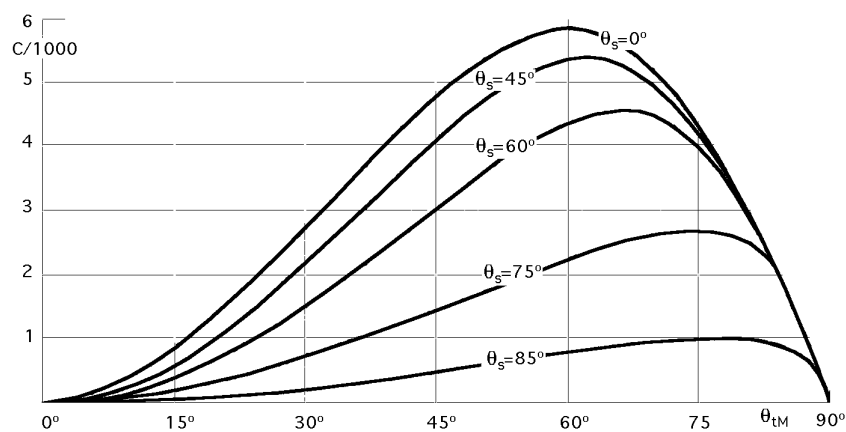


Fig IX.15.- Factores de concentración para el receptor troncocónico

y si se supone además que el radio menor del tronco de cono es mucho más pequeño que el radio r de la base mayor, se podrá despreciar, por lo que la superficie lateral será,

$$S = \pi r g = \pi r^2 = \frac{4 \pi H^2}{\cos^2 \theta_{tM}}$$

y el factor de concentración,

$$C = \frac{A^* \cos^2 t_M}{4 r_s^2} = \frac{A^* H^2 \cos^2 t_M}{4 r_s^2} = \frac{A^*}{\left(\frac{r}{H}\right)^2}$$

Se han representado diversas relaciones entre C y t_M en la Fig IX.15, observándose que el factor de rendimiento máximo se da para, $r_s = 0^\circ$ y $t_M = 60^\circ$, encontrándose los demás máximos para valores de, $r_s = 0^\circ$, comprendidos en el intervalo, $60^\circ < t_M < 80^\circ$.

CILINDRO VERTICAL-- Si se supone que el cilindro tiene un radio r y altura h , de acuerdo con la Fig IX.16 se tiene,

$$(AD) = 2 r = \frac{2 H}{\cos t_M} = h \sin t_M \quad h = \frac{4 H}{\sin 2 t_M}$$

$$= 2 r h = \frac{8 r H}{\sin 2 t_M}$$

$$C = \frac{A^*}{8 r H \sin 2 t_M} = \frac{A^* H^2 \sin 2 t_M}{8 r r_s^2} = \left| \frac{r = r_s \hat{r}}{r_s = H} \right| = \frac{A^* \sin 2 t_M}{8 \hat{r}^2} = \frac{A^*}{\frac{r}{H} \frac{2 h}{H}}$$

Dando valores a h se obtienen distintos factores de concentración, de forma que,

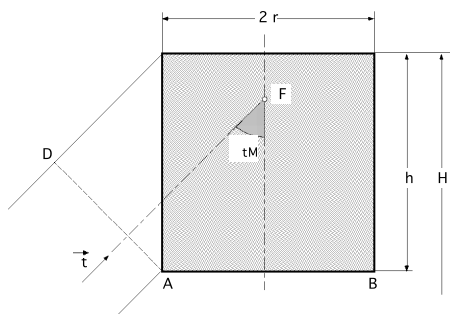


Fig IX.16.- Receptor cilíndrico vertical

$$h = 2 r ; \quad C = \frac{A^*}{4 \left(\frac{r}{H}\right)^2} = \frac{A^* \sin^2(2 t_M)}{16 r^2}$$

Para, $h = 2,5 r ; \quad C = \frac{A^*}{5 \left(\frac{r}{H}\right)^2} = \frac{A^* \sin^2(2 t_M)}{12,8 r^2}$

$$h = 3 r ; \quad C = \frac{A^*}{6 \left(\frac{r}{H}\right)^2} = \frac{A^* \sin^2(2 t_M)}{10,67 r^2}$$

que es una relación muy interesante para este tipo de receptores verticales, por lo que podemos sacar de ella algunas conclusiones; su representación viene expuesta en la Fig IX.17, en la que se observa que para, $r_s = 0^\circ$, el máximo valor del factor de concentración aparece para, $t_M < 70^\circ$, mientras que para valores de, $r_s = 0^\circ$, los máximos aparecen en el intervalo, $70^\circ < t_M < 75^\circ$.

Asimismo, para los anillos de espejos más interiores, el factor de concentración se observa es más pequeño comparado con el obtenido en las geometrías anteriores, lo cual viene a decir que, para receptores cilíndricos verticales, los anillos comprendidos entre 0° y 30° , prácticamente no contribuyen energéticamente. La representación gráfica de estos factores de concentración en función del ángulo t_M se muestra en la Fig IX.18, para, $r_s = 0^\circ$, observándose que un aumento de la altura h del receptor, para r fijo, supone una mayor influencia del factor de concentración, sobre todo para ángulos t_M comprendidos entre 60° y 75° .

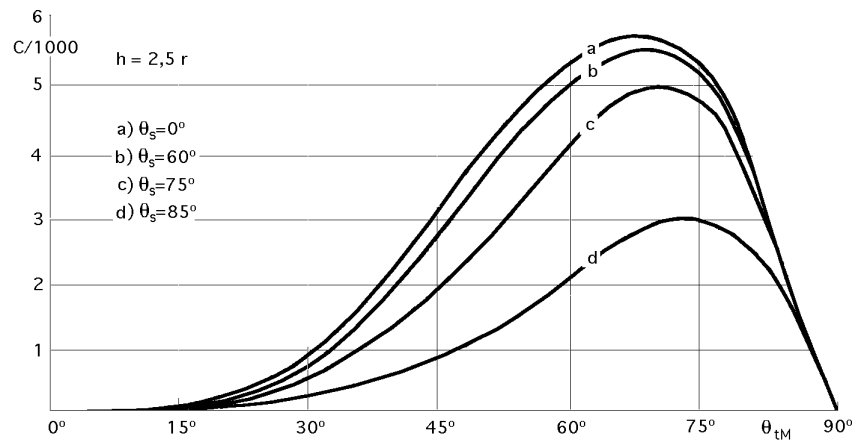


Fig IX.17.- Factores de concentración para el receptor cilíndrico vertical

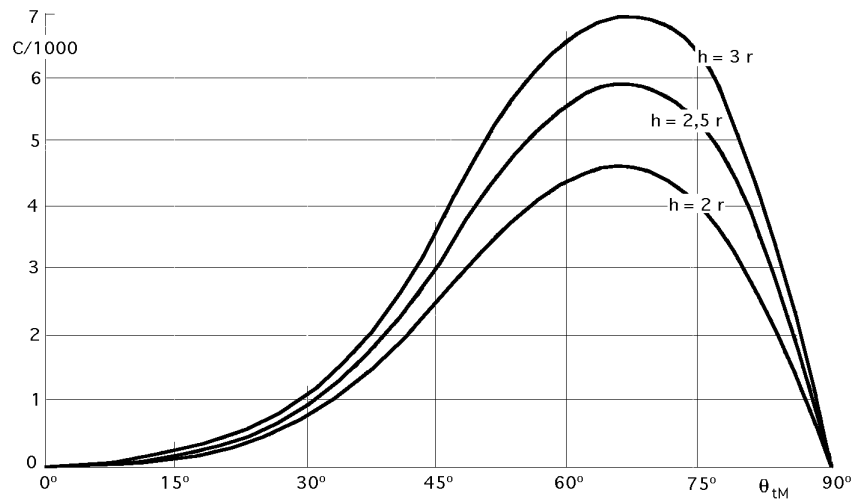


Fig IX.18.- Factores de concentración para receptores cilíndricos

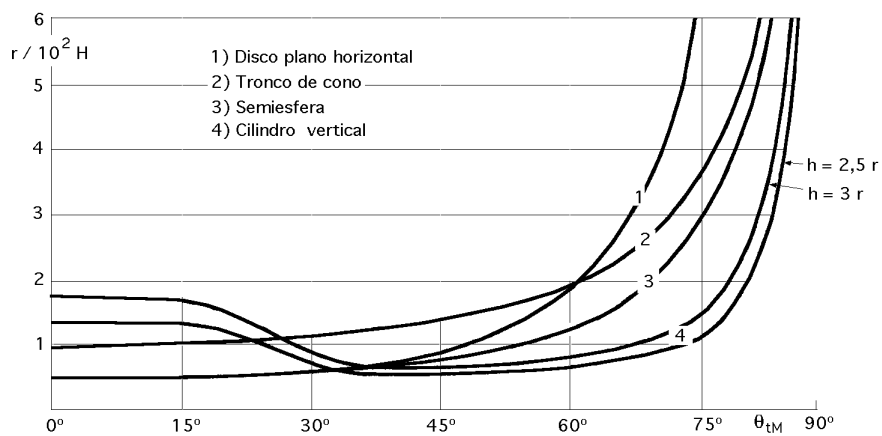


Fig IX.19.- Relación entre, r/H , y el ángulo θ_{tm}

También se han representado los factores de concentración para, $\theta_s = 0^\circ$, correspondientes a las geometrías analizadas, observándose un desplazamiento del factor de concentración máximo hacia valores de θ_{tm} crecientes, a medida que la superficie receptora va modificando su inclinación,

desde la horizontal, correspondiente al disco plano, hasta la vertical de los receptores cilíndricos.

En la Fig X.19 se muestra la relación existente entre $\frac{r}{H}$ y el ángulo θ_{TM} para cualquier valor de θ_s , observándose que para valores de θ_{TM} comprendidos entre 30° y 70° , esta relación permanece uniforme, prácticamente, para los receptores cilíndricos verticales.

En los modelos expuestos se introducen algunos errores en el receptor, por cuanto el punto focal F sólo viene definido por la altura H de la torre, y no por su posición relativa frente al receptor; sin embargo, en una primera aproximación, pueden despreciarse, por considerar que las dimensiones del receptor son mucho más pequeñas que las del concentrador y que las distancias receptor-concentrador.

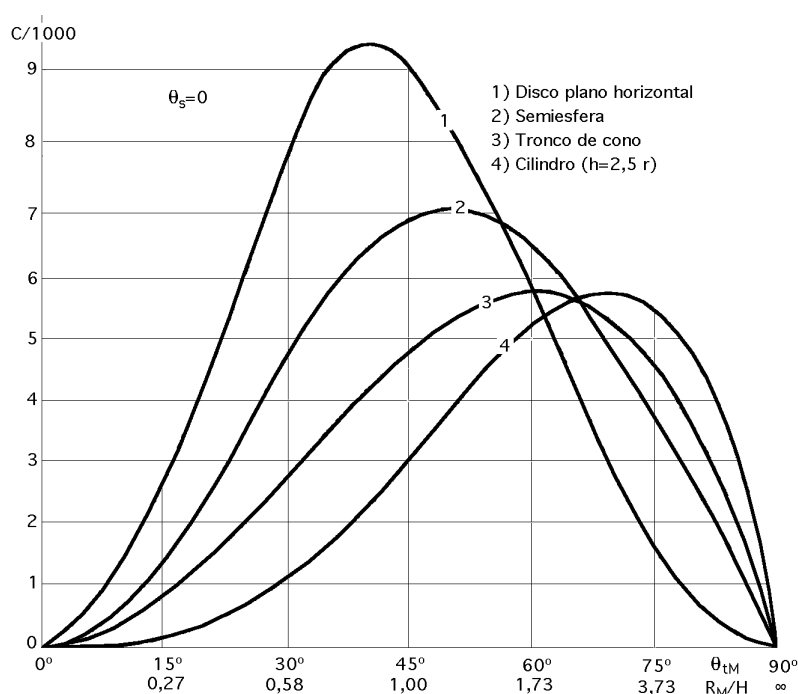


Fig IX.20.- Factores máximos de concentración para distintas geometrías

En resumen, el estudio de receptores con formas geométricas diversas y el concepto de factor de concentración, permiten conocer las densidades de energía solar que interceptan, pero no su distribución sobre los mismos. Estas densidades de energía solar reflejada serían las máximas que se podrían conseguir, en condiciones ideales.

Este modelo se puede aplicar a cualquier otro tipo de geometría receptora.

X.- CONFIGURACION GEOMETRICA DE RECEPTORES DE CENTRALES TERMOSOLARES

X.1.- FACTOR DE DISPERSION ANGULAR DEL CONO SOLAR REFLEJADO POR UN HELIOSTATO

Las dimensiones de un receptor de potencia de una central termosolar vienen condicionadas por una serie de factores que comprenden el ángulo, $2\theta = 32'$, del cono solar incidente, los errores de fabricación de los espejos que conforman los heliostatos, que representamos por un ángulo θ_E , y los errores en el enfoque automático de los mismos resumidos en un ángulo θ_D ; estos factores los comprendiamos en un único factor de dispersión angular θ .

El receptor se puede considerar, en principio, como un sólido con geometría cualquiera, con la única restricción de tener un eje de simetría vertical.

Los heliostatos se pueden suponer como superficies especulares de sección cuadrada, de dimensiones $(l \times l)$ viniendo localizados en el concentrador por la expresión,

$$r = H \sec \theta_t$$

siendo H la distancia sobre el terreno del punto de enfoque de los heliostatos, r es la distancia entre un heliostato y el punto focal F , y θ_t es un ángulo acimutal que sitúa sobre el concentrador al anillo sobre el que va ubicado un heliostato cualquiera; en la Fig X.1, se ha hecho una representación de la posición de este heliostato, relacionándolo con el punto focal F sobre el eje de simetría del receptor; como la distancia (EF) es muy grande comparada con las dimensiones del receptor, consideraremos que r es la distancia desde el espejo E al plano tangente al receptor en un punto P sobre el mismo.

Teniendo en cuenta lo dicho, el diámetro de la imagen solar D sobre este plano tangente, a la distancia r y normal a la dirección (EF) es,

$$D = 2 \left(\frac{1}{H} + \frac{E}{R} + \frac{D}{2} \right) + 1 = 2 \frac{r}{r_0}$$

y el factor de dispersión angular ,

$$= \frac{r}{r_0} = \frac{2 \left(\frac{1}{H} + \frac{E}{R} + \frac{D}{2} \right) + 1}{2} = 1 + \frac{E}{R} + \frac{D}{2} = 1 + \frac{E}{R} + \frac{1}{2} \cos \theta_t$$

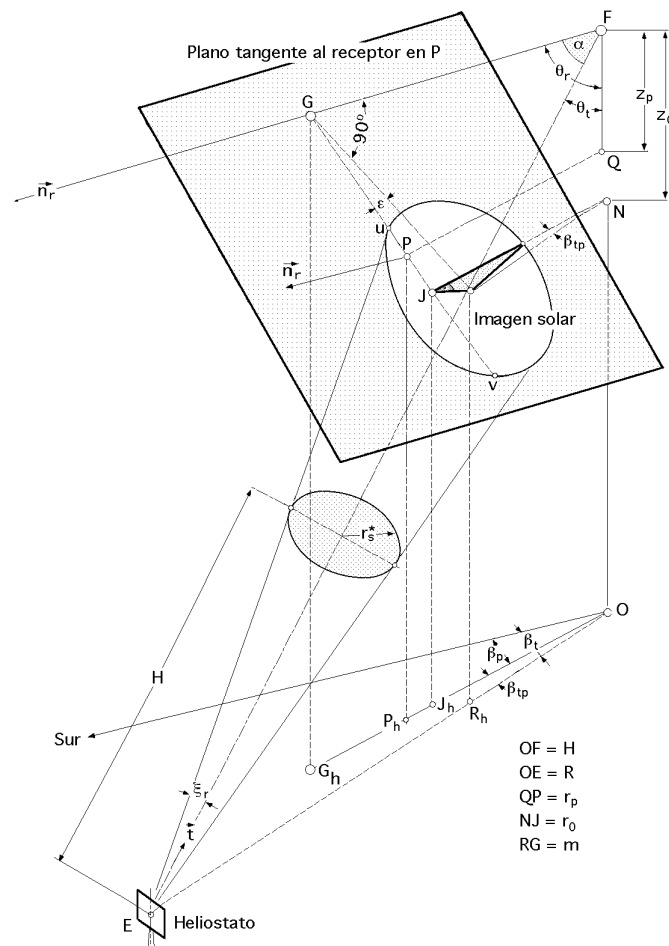


Fig X.1.- Imagen solar sobre un plano tangente al receptor

en las que,

ξ es el ángulo mitad del cono solar incidente $\approx 16'$ ó $4,65 \times 10^{-3}$ rad

ξ_r es el ángulo mitad del cono solar reflejado por los espejos

ν_E es el ángulo que compendia los defectos de construcción de los espejos, y que permite errores máximos de tratamiento de superficies que provoquen una dispersión del haz reflejado no superior a 10 minutos, $2,9 \times 10^{-3}$ radianes)

ν_D es el ángulo que tiene en cuenta los errores de dirección de los espejos, de forma que el servomecanismo encargado de la orientación de los mismos, se tiene que diseñar para no cometer errores superiores a, $0,1 \xi$, $0,465 \times 10^{-3}$ radianes

Asimismo, debido a las dimensiones de los espejos, el diámetro de la imagen solar plana a la distancia del espejo sobre el receptor, se incrementa en el término,

$$\frac{1}{2H} \cos \theta_t$$

que depende de la posición del espejo dada por θ_t , de la altura H de la torre, y de las dimensiones del espejo.

Cuando se trabaje en condiciones ideales, el factor de dispersión angular valdrá la unidad; en condiciones reales, el valor de es,

$$= 1 + \frac{2,90 + 0,465}{4,65} + \frac{1 \cos \theta_t}{2 \times 4,65 \cdot 10^{-3} H} = 1,7236 + 107,5269 \frac{1 \cos \theta_t}{H}$$

observándose que es un valor que no permanece constante, por cuanto depende del anillo de heliostatos definido por θ_t .

X.2.- IMAGEN SOLAR SOBRE UN PLANO TANGENTE AL RECEPTOR REPLEJADA POR UN ESPEJO CUALQUIERA

La energía solar que llegará al receptor, reflejada por un espejo cualquiera del campo concentrador, será la misma que interceptará el plano tangente al receptor en un punto P del mismo, tal, que la línea que une este punto con el de intersección del eje del haz solar reflejado con dicho plano tangente, esté contenida en un plano vertical. Si queremos hallar la influencia de los demás espejos sobre este plano tangente, procederemos a determinar el tamaño y situación de la imagen solar plana reflejada por cualquier otro espejo sobre dicho plano tangente al receptor; para ello consideraremos al receptor como una superficie de revolución, con la única condición de que su eje de simetría coincida con el eje de la torre. El heliostato elegido deberá estar en todo momento enfocando al punto F situado en lo alto de la torre a la altura H sobre el terreno, Fig X.2.

A la imagen solar reflejada sobre el plano tangente en P se la puede considerar como intersección del cono solar reflejado por el espejo E de ángulo, $2\theta_r$, con dicho plano tangente; tanto su tamaño como su situación los estableceremos en función de unos parámetros característicos que vendrán definidos por el espejo E y el punto P, lo cual a su vez nos permitirá comprender bajo qué condiciones el punto P permanecerá activo respecto al espejo E.

Según la Fig X.3, esta actividad se manifestará siempre que el punto P esté contenido dentro de la elipse imagen solar plana, y para ello deberá venir localizado entre los puntos u y v , que serán la intersección de la elipse imagen solar plana con la línea (PG), que llamaremos línea imagen, de forma que el punto G sea a su vez la intersección de la normal al plano tangente en P que pasa por el punto focal F, con el propio plano tangente, y que definiremos como \bar{n}_r .

El centro R de la elipse coincidirá con el punto de intersección de la línea (FE) y el plano tangente al receptor en P, y le determinaremos mediante coordenadas cilíndricas definidas por (z_0, r_0, θ_t) , tomando el punto F como origen. El ángulo que forma la línea (EF) con la normal (FG) al plano tangente en P le llamaremos θ ; el eje mayor de la elipse coincidirá con la línea (RG), que forma un

ángulo con la línea imagen (PG).

Como el punto P tiene que ser visualizado desde el espejo E, y a la vez tiene que estar comprendido entre los puntos u y v , tendremos que hallar la intersección de la imagen solar plana con la línea imagen (PG); para ello definimos unos ejes (x,y) con centro en R, a los que haremos coincidir con los ejes mayor y menor de la elipse imagen solar plana, cuya ecuación es, Fig X.1,

$$\frac{x^2}{a^2} + \frac{y^2}{b^2} = 1$$

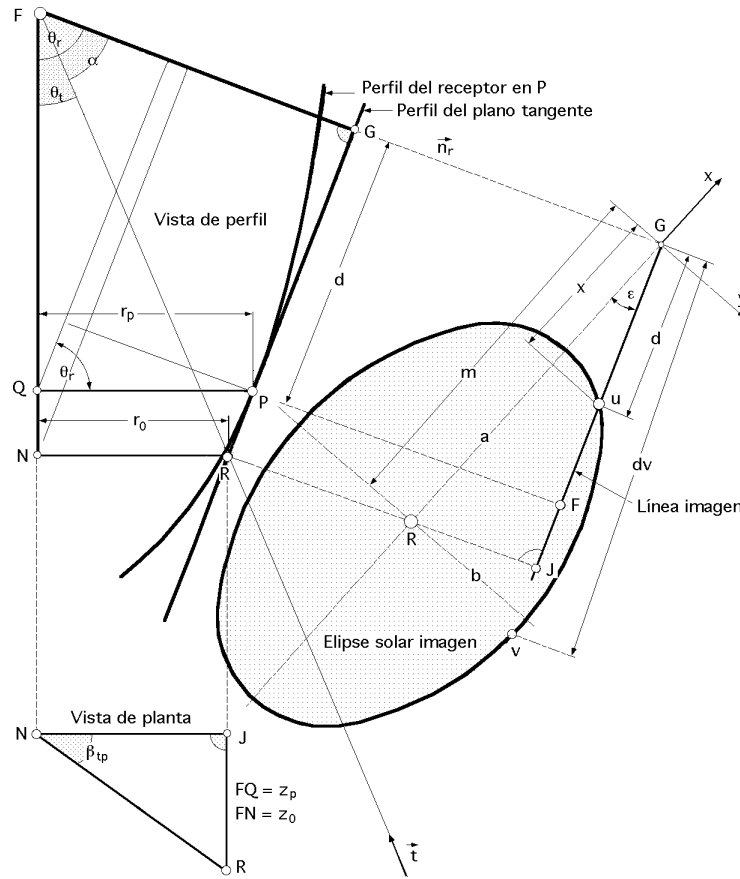


Fig X.2.- Elipse solar sobre un plano tangente al receptor

y la ecuación de la línea imagen (PG) referida a los mismos ejes, por,

$$y = c x + q = \begin{cases} \text{Para, } x = 0 ; y = q = m \operatorname{tg} \\ \text{Para, } y = 0 ; x = m ; c = \frac{q}{m} = \operatorname{tg} \end{cases} = -x \operatorname{tg} + m \operatorname{tg} = (m - x) \operatorname{tg}$$

El valor de m se calcula a partir de,

$$m = \overline{RG} = \overline{FG} \operatorname{tg} = \begin{cases} \overline{FG} = z_p \cos r + r_p \operatorname{sen} r = \\ = z_0 \cos r + r_0 \operatorname{sen} r \end{cases} = (z_0 \cos r + r_0 \operatorname{sen} r) \operatorname{tg}$$

obteniéndose,

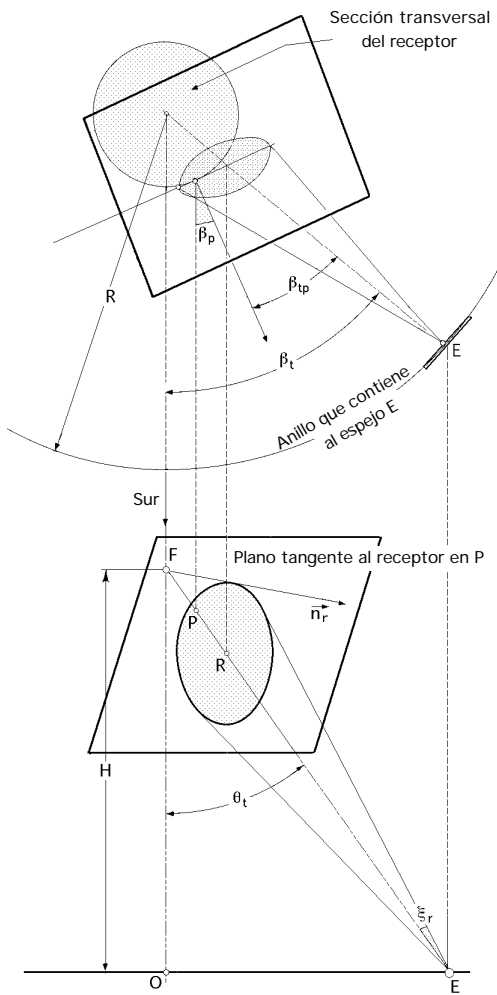


Fig X.3.- Imagen solar sobre el plano tangente a un receptor de revolución

$$d_u - d_v = \sec \frac{2a \sqrt{Z - \frac{m^2}{b^2} \operatorname{tg}^2}}{Z}$$

que para $\theta_t = 0$, vale $2a$; y valdrá 0 cuando se cumpla que, $\operatorname{tg} \theta_t = \pm \frac{b}{\sqrt{m^2 - a^2}}$

Para determinar los ángulos θ_t y θ_r en función de los parámetros que definen el espejo E y el punto P, haremos uso de las vistas de perfil del plano tangente en P, Fig X.3, en las que definimos θ_{tp} como un ángulo relativo acimutal, que se corresponderá con la proyección horizontal del punto P, la base de la torre O, y la proyección horizontal del punto R. Cuando $\theta_{tp} = 0$, los puntos R y P estarán alineados con G.

Para calcular θ_t partiremos de los triángulos (FGR) (FNR), obteniéndose,

Triángulo (FGR), $\overline{FG} = \overline{RF} \cos$

Triángulo (FNR), $\overline{RF} \cos \theta_t = z_0$

$$\frac{x^2}{a^2} + \frac{(m-x)^2 \operatorname{tg}^2}{b^2} = 1$$

cuyas soluciones serán las proyecciones de los puntos u y v sobre el eje mayor de la elipse, que a su vez nos determinarán las distancias d_u y d_v sobre la línea imagen (GP).

Para obtener estas distancias definiremos un nuevo origen de coordenadas G, tal que,

$$x' = m - x$$

por lo que, $d = x \sec \theta_t$, y la ecuación anterior queda en la forma,

$$(m - x')^2 + \frac{a^2}{b^2} x'^2 \operatorname{tg}^2 - a^2 = 0$$

de la que despejando x' , se obtiene para valor de $d_{u,v}$ lo siguiente,

$$d_{u,v} = \sec \theta_t \frac{m \pm a \sqrt{1 + \frac{\operatorname{tg}^2}{b^2} (a^2 - m^2)}}{1 + \frac{a^2 \operatorname{tg}^2}{b^2}} = \left| Z = 1 + \frac{a^2 \operatorname{tg}^2}{b^2} \right| = \sec \theta_t \frac{m \pm a \sqrt{Z - \frac{m^2}{b^2} \operatorname{tg}^2}}{Z}$$

y teniendo en cuenta el valor de (FG) quedará,

$$\cos = \frac{z_0 \cos_r + r_0 \sin_r}{z_0 \sec_t} = (\cos_r + \frac{r_0}{z_0} \sin_r) \cos_t$$

A su vez, en los triángulos (NJR) y (FNR) se cumple,

$$\overline{RN} = r_0 \sec_{tp} = z_0 \tan_t$$

y sustituyendo en la anterior se obtiene,

$$\cos = \cos_r \cos_t + \sin_r \sin_t \cos_{tp}$$

Para calcular partimos de,

$$\sin = \frac{\overline{RJ}}{\overline{RG}} = \left| \overline{RG} \cos = \overline{JG} = z_0 \sin_r - r_0 \cos_r \right| = \frac{r_0 \tan_{tp} \cos}{\overline{JG}}$$

$$\sin = \frac{r_0 \tan_{tp}}{z_0 \sin_r - r_0 \cos_r} = \frac{\sin_{tp} \tan_t}{\sin_r - \cos_r \tan_t \cos_{tp}}$$

que hay que sustituir en $d_{u,v}$.

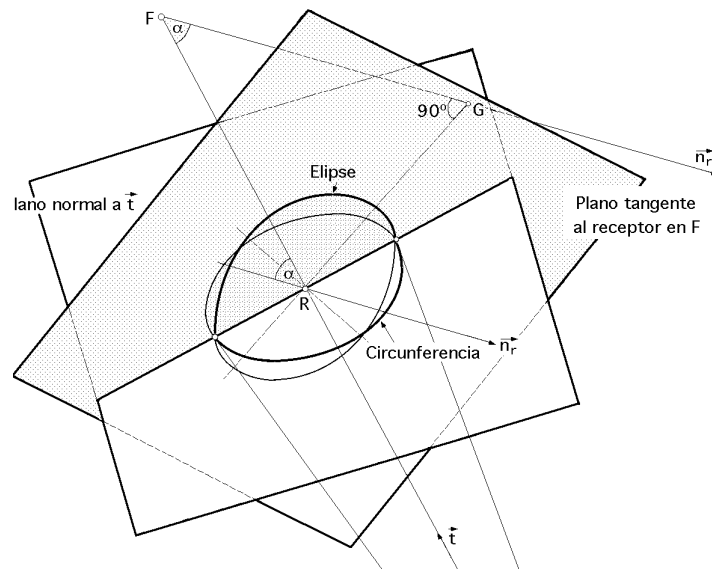


Fig X.4

La relación entre los semiejes de la elipse solar imagen plana sobre el plano tangente en P, se determina a partir de la Fig X.4, en la que se observa que esta elipse se proyecta según una circunferencia sobre el plano perpendicular a (RF), con centro en R.

La ecuación de la elipse solar imagen se puede poner en la forma,

$$y = \frac{b}{a} \sqrt{a^2 - x^2}$$

y la ecuación

$$y^* = \sqrt{a^2 - x^2}$$

de la circunferencia concéntrica con esta elips de radio **a** contenida en el plano perpendicular a (RF), formará un ángulo con la elipse, siendo,

$$y = y^* \cos \theta ; \quad \frac{y}{y^*} = \cos \theta = \frac{b}{a}$$

Se ha definido

$$r_s^* = r H$$

como el radio de la imagen solar plana circular reflejada sobre un plano perpendicular al vector \vec{t} , a la distancia H sobre la recta (EF) a partir del espejo E, siendo r el semiángulo de dispersión de la radiación reflejada, y b la distancia (BR); en consecuencia,

$$r = b \quad ; \quad \frac{r_s^*}{H} = b \quad ; \quad r_s^* = b \cos \theta$$

por lo que los valores de los semiejes a y b de la elipse solar imagen plana serán de la forma,

$$b = r H \sec \theta$$

quedando así perfectamente definida la elipse sobre el plano tangente al receptor en el punto P.

X.3.- RECEPTOR DISCO PLANO HORIZONTAL

Cuando el receptor es un disco plano horizontal de radio r , y cuyo centro coincida con el punto de corte del disco con el eje de la torre, se pueden particularizar las ecuaciones anteriormente halladas, en la forma,

$$r = 0 \quad ; \quad \theta = \theta_t \quad ; \quad \tan \theta = -\tan \theta_{tp} \quad ; \quad m = 0 \quad ; \quad a = r H \sec^2 \theta_t \quad ; \quad b = r H \sec \theta_t$$

y, por lo tanto,

$$d_{u,v} = \pm \frac{r H \sec \theta_{tp}}{\sqrt{Z} \cos^2 \theta_t} = \left| Z = 1 + \frac{a^2}{b^2} \tan^2 \theta = 1 + \sec^2 \theta_t \tan^2 \theta_{tp} \right| =$$

$$= \pm \frac{r H}{\cos \theta_t \sqrt{1 - \sin^2 \theta_t \cos^2 \theta_{tp}}}$$

en la que a su vez si se define un factor \hat{r}^* de la forma:

$$\hat{r}^* = \frac{d_{u,v}}{r_s^*}$$

resulta para valor de $\cos \theta_{tp}$,

$$\cos \theta_{tp} = \frac{\pm \sqrt{1 - \frac{1}{\hat{r}^2 \cos^2 \theta_t}}}{\sin \theta_t}$$

Cuando $d_{u,v}$ tome su valor máximo, $2r$, el máximo valor de $\cos \theta_{tp}$ será,

$$\cos \theta_{tp} = \frac{\pm \sqrt{1 - \frac{\frac{2}{r} H^2}{4 \cos^2 \theta_t}}}{\sin \theta_t} = \pm \frac{\sqrt{1 - \left(\frac{1}{\hat{r}}\right)^2 \frac{1}{4 \cos^2 \theta_t}}}{\sin \theta_t}$$

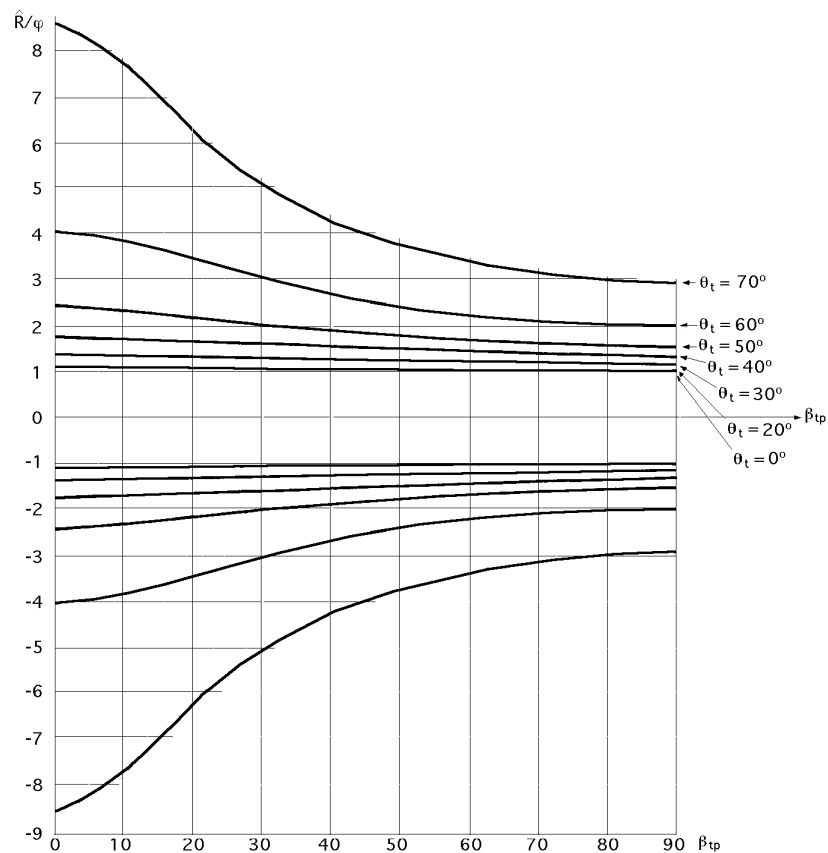


Fig X.5.- Curvas de influencia de los espejos respecto a un punto del receptor disco plano horizontal

A su vez, si dividimos la ecuación que da el valor de $d_{u,v}$ por r_s se tiene,

$$\frac{d_{u,v}}{r_s} = \pm \frac{r H}{r_s \cos \theta_t \sqrt{1 - \sin^2 \theta_t \cos^2 \theta_{tp}}}$$

Llamando, $R = \frac{d_{u,v}}{r_s}$, y teniendo en cuenta que, $r H = r_s$, resulta:

$$\frac{\hat{R}}{\cos \theta_t} = \pm \frac{1}{\sqrt{1 - \sin^2 \theta_t \cos^2 \theta_{tp}}}$$

que permite hallar la zona de influencia de un espejo cualquiera respecto a una posición específica sobre el disco plano horizontal, y cuya representación hemos realizado en la Fig X.5, se observa que el ángulo θ_{tp} puede tomar cualquier valor entre 0° y 90° , por lo que cualquier punto sobre este receptor se podrá visualizar desde cualquier espejo del campo concentrador; para ángulos θ_t menores de 30° se obtienen, sobre el receptor, imágenes solares que prácticamente son circunferencias, para valores de $\frac{R}{r}$ comprendidos entre 1 y 1,3; para ángulos, $\theta_t > 30^\circ$, las imágenes solares planas sobre el receptor serán elipses.

X.4.- RECEPTOR CILINDRICO VERTICAL. CALCULO DE β_{tp}

Para el caso en que el receptor tenga forma de cilindro vertical, de radio r y altura h , y cuyo eje coincida con el de la torre, la línea imagen estará situada sobre el plano tangente al cilindro, y como \hat{n}_r es perpendicular al plano imagen, el punto G estará a la misma altura que el F, es decir, G es la proyección perpendicular sobre el plano tangente en P del punto focal F, siendo por lo tanto la imagen de F sobre este plano. Además $\theta_r = 90^\circ$ y, en consecuencia, se tiene,

$$\cos \theta_t = \sin \theta_{tp} \cos \theta_{tp} \quad ; \quad \tan \theta_t = \sin \theta_{tp} \tan \theta_t$$

La localización sobre el receptor del centro R de la elipse solar imagen, la determinaremos por la distancia m desde G hasta R, de la forma,

$$m = \overline{RG} = r \tan \theta_t = r \frac{\sqrt{Z}}{\tan \theta_t}$$

siendo los semiejes a y b de la elipse solar plana sobre el plano tangente,

$$b = r_s^* \sec \theta_t$$

$$a = \frac{r_s^* \sec \theta_t}{\sin \theta_t \cos \theta_{tp}} \quad ; \quad \cos \theta_t = \sqrt{Z} \cos \theta_{tp}$$

que proporcionan el siguiente valor de $d_{u,v}$,

$$d_{u,v} = \frac{1}{\sin \theta_t} \sqrt{r \cos \theta_t \cos \theta_{tp} \pm \left(\frac{r_s^{*2}}{\cos^2 \theta_t} - r^2 \sin^2 \theta_{tp} \right)}$$

en la que $d_{u,v}$ tiene que estar comprendido entre d_u y d_v .

Este resultado permite determinar las zonas de visibilidad del receptor para un espejo cualquiera E, de forma que una posición d sobre el receptor podrá ser visible desde una parte de un anillo concreto, localizado a una distancia de la base de la torre, definida por su θ_t ; despejando el valor

de θ_p resulta,

$$\cos \theta_p = \frac{-d \cos \theta_t \pm \sqrt{d^2 + r^2 - \frac{r_s^{*2}}{\cos^2 \theta_t}}}{r \cos \theta_t}$$

El máximo valor de este ángulo tiene que ser compatible con las dimensiones del cilindro receptor; a su vez, el máximo valor de d tendrá que coincidir con el máximo valor de la línea imagen, igual a la altura h del receptor, para que no se pierda energía, pudiéndose poner la anterior en la siguiente forma,

$$\cos \theta_{p(\text{máx})} = \frac{-h \cos \theta_t \pm \sqrt{h^2 + r^2 - \frac{r^2 H^2}{\cos^2 \theta_t}}}{r \cos \theta_t}$$

encontrándose así un arco de anillo en el que se hallan los heliostatos que en un momento determinado permanecen activos respecto a una línea imagen vertical sobre el plano tangente al receptor en el punto considerado P.

Por comodidad pondremos el valor de $d_{u,v}$ en forma adimensional, para lo cual, las longitudes tomadas sobre el receptor las normalizaremos respecto a la longitud, $r_s = H$, que es, como sabemos, el radio del disco perfecto del Sol a la distancia H del heliostato.

Teniendo en cuenta los valores del factor de dispersión angular del haz de radiación solar reflejado a la distancia H del heliostato, el radio del disco solar reflejado sabemos es r_s^* por lo que dividiendo la ecuación que proporciona $d_{u,v}$ por r_s , y como,

$$r_s^* = r H = H = r_s$$

resulta,

$$\frac{d_{u,v}}{r_s} = \frac{1}{\sin \theta_t} \sqrt{\frac{r}{r_s} \cos \theta_t \cos \theta_p \pm \frac{1}{\cos^2 \theta_t} - \left(\frac{r}{r_s}\right)^2 \sin^2 \theta_p}$$

Introduciendo el cambio, $\frac{d_{u,v}}{r_s} = \hat{h}$; $\frac{r}{r_s} = \hat{r}$, se obtiene,

$$\hat{h} = \frac{1}{\sin \theta_t} \sqrt{\hat{r} \cos \theta_t \cos \theta_p \pm \frac{1}{\cos^2 \theta_t} - (\hat{r})^2 \sin^2 \theta_p}$$

Para hallar la zona de influencia de un espejo cualquiera respecto a una posición específica sobre el cilindro receptor, construimos las curvas que relacionan \hat{h} con θ_p en función de θ_t , para valores fijos de \hat{r} . En la Fig XI.6 se ha hecho la representación para, $\hat{r} = 3$.

A cada valor de β_{tp} le corresponderán dos de $\frac{\hat{h}}{r}$ para cada anillo, dentro de los límites definidos por β_{tp} ,

$$\frac{1}{\cos^2 \theta_t} - \left(\frac{\hat{r}}{r}\right)^2 \sin^2 \theta_t = 0$$

que hacen mínima la relación $\frac{\hat{h}}{r}$; el valor de $\beta_{tp} = 0$, será el que haga máxima la función $\frac{\hat{h}}{r}$.

Para una zona del receptor definida por ejemplo por $\frac{\hat{h}}{r} = 1,5$, se encuentra que todos los heliostatos situados en la región del campo para valores de $\theta_t < 40^\circ$, permanecen inactivos respecto a la zona del receptor especificada, quedando oculta para estos espejos.

Los demás heliostatos, situados en anillos con, $\theta_t > 40^\circ$, permanecerán activos respecto a esta zona sobre el receptor, siempre que estén dentro de los límites definidos por β_{tp} .

El valor de $d_{u,v}$ dado por,

$$d_{u,v} = \hat{h} r_s = \hat{h} \frac{r}{\hat{r}} = \frac{\hat{h}}{\hat{r}} \frac{r}{\hat{r}} = \frac{\hat{h}}{\hat{r}} \frac{r}{3}$$

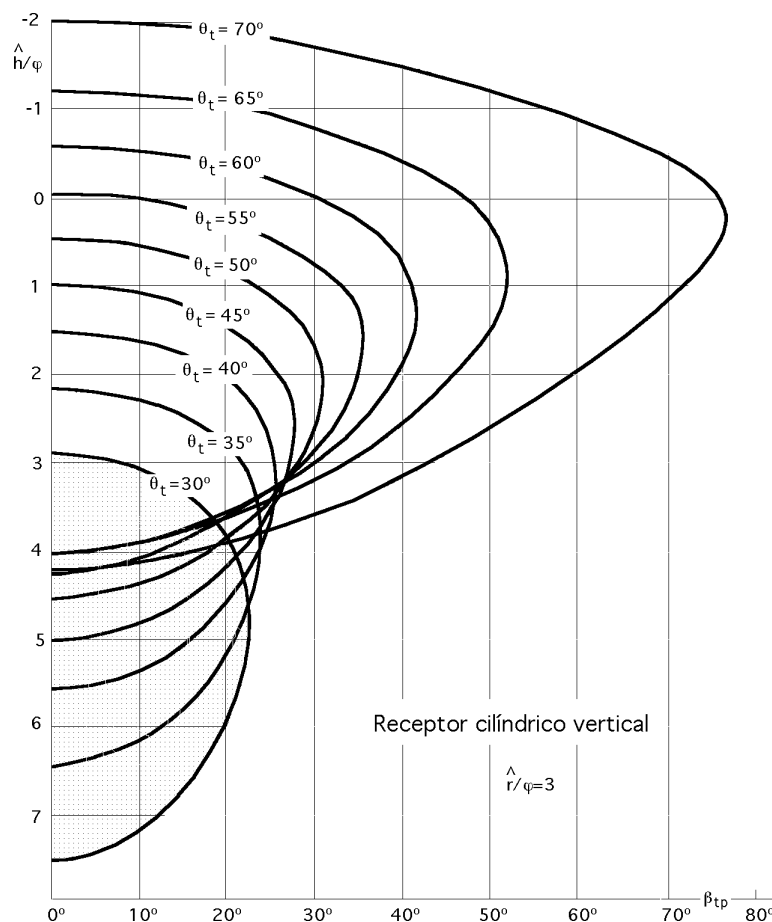


Fig X.6.- Curvas de visibilidad y de actividad de los espejos respecto a la línea imagen $\rho=0$

será máximo para $t_p = 0$, tomando para su cálculo el intervalo comprendido entre los valores de $\frac{\hat{h}}{H}$.

Cuando $t = t_M$ se obtiene el radio mínimo del receptor una vez fijada la altura h del mismo, y cuando t sea igual a t_m se obtiene la altura mínima h fijado el radio r .

Por estar los valores de $d_{u,v}$ relacionados con la altura h del receptor haremos, $d_{u,v} = h_{u,v}$, y la posición sobre el receptor de los valores $\frac{\hat{h}}{H}$, viene dada por:

$$h_{u,v} = \hat{h} r_s = \frac{\hat{h}}{H} \times 4,65 \cdot 10^{-3} (1,7236 + 107,5269 \frac{1 \cos t}{H}) H$$

pudiéndose obtener a partir de ella la altura mínima del receptor en función de la altura H de la torre, las dimensiones del campo, anchura del anillo, y el factor de dispersión angular de la luz solar reflejada por los espejos.

X.5.- DENSIDAD DE FLUJO ENERGETICO EN EL RECEPTOR

Teniendo en cuenta los efectos de sombra y apantallamiento, el área útil de un espejo infinitesimal situado en la posición E del campo, que forma parte de un anillo continuo de espejos, lo expresamos de la forma,

$$dS_u = k R dR d_t d_{tp} = k H^2 \sin^2 t \sec^3 t d_t d_{tp}$$

ya que, $R = H \tan t$

La energía solar reflejada por este espejo infinitesimal es

$$dq' = I_0 dS_u$$

que supondremos se distribuye sobre la elipse imagen solar plana, de superficie efectiva

$$S_e = a b$$

Como r_s^* es el radio del círculo normal al vector \vec{t} , a la distancia H del espejo E , en donde se han incluido los fenómenos de dispersión, tendremos,

$$r_s^* = r H = H = r_s ; \quad \frac{r_s^*}{H} = \frac{b}{H} = \frac{b \cos t}{H}$$

obteniéndose,

$$S_e = \frac{1}{2} H^2 \sec^2 t \sec$$

viniedo definida la densidad de energía solar elemental dq sobre el plano tangente al receptor en P , originada por este espejo infinitesimal, en la forma,

$$dq = \frac{I_0 dS_u}{S_e} = \frac{I_0 k}{2^2} \sin \theta_t \cos \theta_t d\theta_t d\theta_p$$

que depende sólo de ángulos variables, θ_t , θ_p , pero no de la altura H de la torre; hay que hacer notar que θ_t y θ_p no están en el mismo plano.

X.6.- RECEPTOR DISCO PLANO HORIZONTAL

Sustituyendo en dS_u el valor de $\cos \theta$ dado por,

$$\cos \theta = \cos \theta_r \cos \theta_t + \sin \theta_r \sin \theta_t \cos \theta_{tp}$$

para el caso particular de, $\theta_r = 0^\circ$, ya que la normal por F al receptor coincidirá con el propio eje vertical del mismo, cumpliéndose que

$$\cos \theta = \cos \theta_t$$

por lo que la densidad de energía solar elemental incidente sobre el plano tangente al receptor en P, compatible con las condiciones de visibilidad del mismo será,

$$dq = \frac{I_0 k}{2^2} \sin \theta_t d\theta_t d\theta_p$$

que integrada para todo el concentrador, para el caso en que predomine el apantallamiento, en que, $k = \cos \theta_t$, resultará,

$$q = \frac{I_0}{2^2} \theta_p (\sin^2 \theta_t)_{\theta_s}^{\theta_{tm}}$$

ecuación que podrá aplicarse a un anillo individual, o a grupos de anillos continuos comprendidos entre los ángulos θ_{t1} y θ_{t2} , con la condición de que, $\theta_s < \theta_t$, resultando,

$$q = \frac{I_0}{2^2} \theta_p (\sin^2 \theta_t)_{\theta_{t1}}^{\theta_{t2}} = C I_0$$

y como θ_{tm} es pequeño, resulta que esta ecuación se cumplirá muy pocas veces, dependiendo fundamentalmente de la latitud a la que se encuentre la central solar, por cuanto tiene que cumplirse que, $\theta_s < \theta_t$.

Cuando predomine la sombra solar, $k = \cos \theta_s$, tendremos,

$$q = \frac{2 I_0 \cos \theta_s}{2^2} \theta_p (\cos \theta_t)_{\theta_t}^{\theta_s}$$

en la que θ_p puede tomar cualquier valor, por cuanto no existe ninguna restricción a que un punto P sobre el disco plano horizontal pueda ser visible desde cualquier punto del concentrador, es decir,

haciendo, $d_{u,v} = 0$, resulta,

$$\frac{\sec}{Z} = 0 \quad ; \quad \cos \cos^2 \theta_{tp} = 0 \quad \cos \theta_{tp} = 0 \quad ; \quad \theta_{tp} = \pm 90^\circ$$

y al igual que para el caso anterior, este resultado se podrá aplicar a un anillo individual o a un grupo de anillos continuo, entre los ángulos θ_{t1} y θ_{t2} , con la condición de que $\theta_s < \theta_t$

$$q = \frac{2 I_0 \cos \theta_s}{2 \cos^2 \theta_{tp}} (\cos \theta_t)^{\theta_{t2}} = C I_0$$

que tiene aplicación en un más amplio campo de valores de θ_s .

La energía total Q que llegará al receptor disco plano horizontal será,

$$Q = r^2 q = r^2 C I_0 = \left(\frac{r}{R}\right)^2 C^2 I_0$$

en la que hay que sustituir el valor de C^2 , dado por las ecuaciones anteriores.

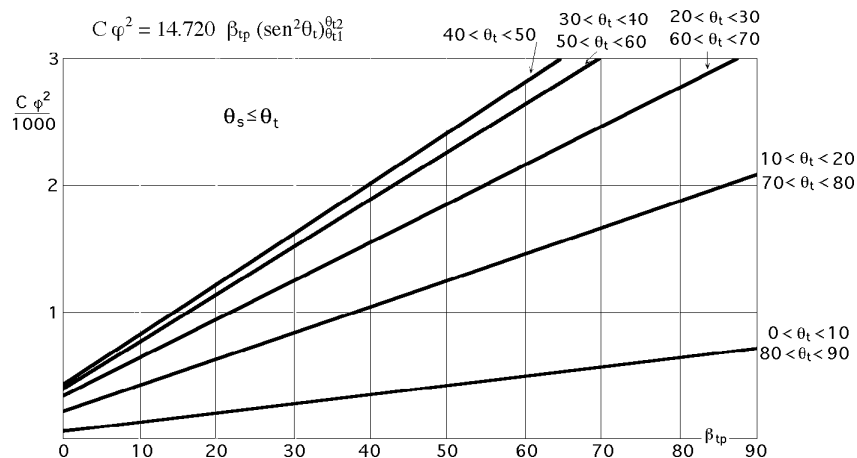


Fig X.7.- Valores de C^2 para el apantallamiento en un receptor disco plano horizontal

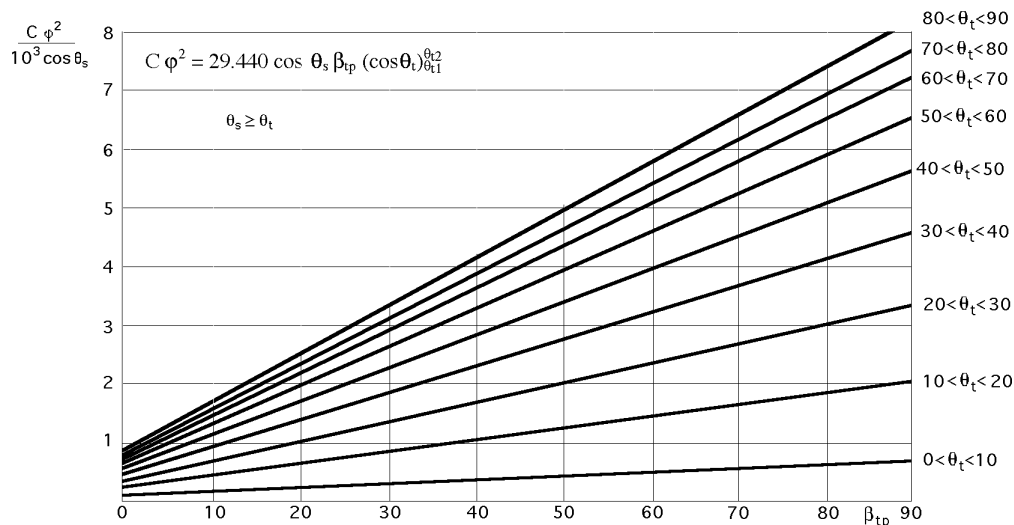


Fig X.8.- Valores de C^2 para la sombra solar en un receptor disco plano horizontal

Así, para el apantallamiento se tiene, $C^2 = 14720 \int_{t_1}^{t_2} (\sin^2 \theta_t) dt$

cuya representación se corresponde con la Fig X.7, observándose que la franja de anillos que proporciona relaciones de concentración más elevadas corresponde a valores de θ_t comprendidos entre 40° y 50°.

Para la sombra solar, se tiene,

$$C^2 = 29440 \cos \theta_s \int_{t_1}^{t_2} (\cos \theta_t) dt$$

cuya representación se corresponde con la Fig X.8, para diversas franjas de anillos y valores de θ_s determinados.

X.7.- RECEPTOR CILINDRICO VERTICAL

Para el caso de predominio del apantallamiento, la densidad de energía solar elemental reflejada por el concentrador viene dada por la ecuación,

$$dq = \frac{I_0}{2} \sin^2 \theta_t \cos \theta_{tp} d\theta_t d\theta_{tp}$$

que integrada para todo el campo de heliostatos proporciona,

$$q = \frac{2 I_0}{2} \sin \theta_{tp} \left(\frac{\theta_t}{2} - \frac{\sin 2 \theta_t}{4} \right) \Big|_{t_1}^{t_2}$$

y que se puede ampliar al caso en que consideremos un único anillo, o grupos de anillos continuos, entre los ángulos θ_{t1} y θ_{t2} , con la condición, $\theta_s < \theta_t$,

$$q = \frac{29440 I_0}{2} \sin \theta_{tp} \left(\frac{\theta_t}{2} - \frac{\sin 2 \theta_t}{4} \right) \Big|_{t_1}^{t_2} = C I_0$$

Para el predominio de sombra solar,

$$dq = \frac{I_0 \cos \theta_s}{2} \sin^2 \theta_t \sec \theta_t \cos \theta_{tp} d\theta_t d\theta_{tp}$$

$$q = \frac{2 I_0 \cos \theta_s}{2} \sin \theta_{tp} \left\{ -\sin \theta_t + \ln \operatorname{tg} \left(\frac{\theta_t}{2} + \frac{1}{4} \right) \right\} \Big|_{t_1}^{t_2}$$

y al igual que para el apantallamiento, se podrá aplicar también a un anillo individual o a un grupo de anillos continuos comprendidos entre los ángulos θ_{t1} y θ_{t2} , con la condición de que, $\theta_s > \theta_t$, resultando

$$q = \frac{29440 I_0 \cos \theta_s}{2} \sin \theta_{tp} \left\{ -\sin \theta_t + \ln \operatorname{tg} \left(\frac{\theta_t}{2} + \frac{1}{4} \right) \right\} \Big|_{t_1}^{t_2} = C I_0$$

Estas ecuaciones nos dicen que mientras exista predominio de sombra solar sobre el apantallamiento, todos aquellos espejos situados en anillos para los que, $\theta_s > \theta_t$, estarán sometidos a sombra solar, mientras que para los demás valores en que, $\theta_s < \theta_t$, que comprenden al resto de los espejos, estarán sometidos a predominio del apantallamiento sobre la sombra solar; en ambos casos se observa que la densidad de energía solar es independiente del ángulo acimutal solar θ_s , y en cada instante la supondremos repartida sobre el receptor, según franjas de altura dh , pudiéndose interpretar como una energía por unidad de superficie que llega al receptor.

La representación gráfica de la ecuación anterior puede hacerse por franjas de anillos de anchura $\Delta\theta_t$; si consideramos por ejemplo, $\Delta\theta_t = 10^\circ$, obtendremos gráficas del tipo de las representadas en la Fig X.9.

La energía solar teórica y total Q que interceptará el receptor cilíndrico vertical, se puede determinar a partir de,

$$Q = 2 \int_0^{\theta_t} r_s \sin \theta_s d\theta_s = 2 \int_0^{\theta_t} r_s I_0 C d\theta_s = \left| \begin{matrix} r = \hat{r} r_s \\ h = \hat{h} r_s \end{matrix} \right| = \frac{2 \hat{r}}{(\hat{h})^2} I_0 C \int_0^{\theta_t} d\left(\frac{\hat{h}}{r_s}\right)$$

en la que habrá que sustituir los valores de, C , θ_t , determinados anteriormente.

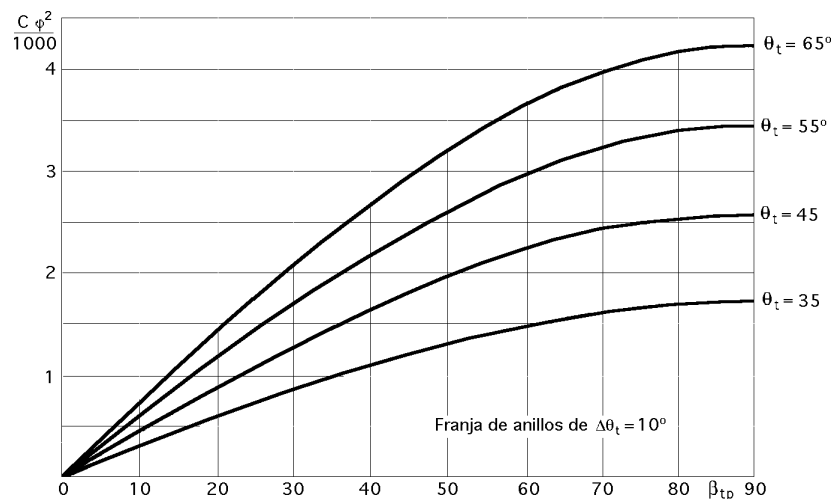


Fig X.9.- Relaciones de concentración de energía solar con apantallamiento sobre un receptor cilíndrico vertical

Para que el receptor capte todo el flujo solar reflejado por el campo especular, se debe cumplir que $\theta_{tp} = 0$, para cada espejo en particular, compatible con $\frac{\hat{h}}{r_s}$ máximo, siendo θ_{tM} el caso más desfavorable. Teniendo en cuenta estas condiciones encontramos,

$$\frac{\hat{h}}{r_s} = \text{cosec } \theta_{tM} \left(\frac{\hat{r}}{r_s} \cos \theta_{tM} \pm \sec \theta_{tM} \right)$$

a partir de la cual se obtiene el valor de la altura mínima h del cilindro receptor de radio r , ya que,

$$h = r_s \frac{\hat{h}}{r_s} = H \frac{\hat{h}}{r_s} = \frac{\hat{h}}{r_s} H$$

El radio mínimo del cilindro receptor se obtiene a partir de, $r = r_s \hat{r} = H \frac{\hat{r}}{\sin \theta}$

en la que \hat{r} tiene un valor determinado para cada anillo o grupos de anillos.

El valor de θ está comprendido entre los ángulos cenitales θ_{tm} y θ_{tM} que limitan el campo especular, para valores fijos de L y H . Todos los receptores cilíndricos verticales cuyo \hat{r} sea menor que el correspondiente a θ_{tM} , estarán sometidos a un flujo solar más pequeño, por cuanto no podrán interceptar todo el flujo solar reflejado por el concentrador, mientras que los que tengan \hat{r} superior al valor correspondiente a θ_{tm} , estarán sobredimensionados, aunque interceptarán todo el flujo solar reflejado por el concentrador.

XI.- RECEPTOR CILÍNDRICO VERTICAL

XI.1.- DIMENSIONES DEL RECEPTOR CILÍNDRICO VERTICAL

Si en la ecuación que proporciona el valor de θ se fijan los valores de l y H se obtiene el factor de dispersión angular θ , únicamente en función de θ_t , lo cual a su vez permitirá determinar el diámetro D de la imagen solar reflejada mediante la ecuación en la forma,

$$D = 2 r = 2 \theta = 2 \times 4,65 \cdot 10^{-3} = 9,3 \cdot 10^{-3} \frac{H}{\cos \theta_t}$$

obteniéndose así el diámetro mínimo del receptor para $\theta_t = \theta_{tM}$, que puede captar toda la energía reflejada por los anillos; su altura se obtendrá a partir de,

$$h = \frac{D}{\sin \theta_{tm}}$$

En las Fig XI.1a.b se ha representado el factor de dispersión angular θ en función de la anchura l del anillo, entre 1 y 10 metros, para un ángulo θ_t determinado, 30°, Fig XI.1a, y 70°, Fig XI.1b, para diversas alturas del punto focal F , dadas por los valores asignados a H . En las Fig XI.2a.b se ha representado el diámetro D de la imagen solar reflejada en función de la anchura del anillo l , también entre 1 y 10 metros, para un ángulo θ_t determinado, diversas alturas H del punto focal F . Se observa que el diámetro mínimo del receptor va a depender de los ángulos θ_t máximos, es decir, de θ_{tM} . En las Fig XI.3a.b se ha representado la altura h del receptor en función de la anchura l del anillo, entre 1 y 10 metros, para ángulos de 30° y 70° respectivamente, observándose que la altura máxima h del receptor va a depender de los ángulos θ_t mínimos, es decir, de θ_{tm} .

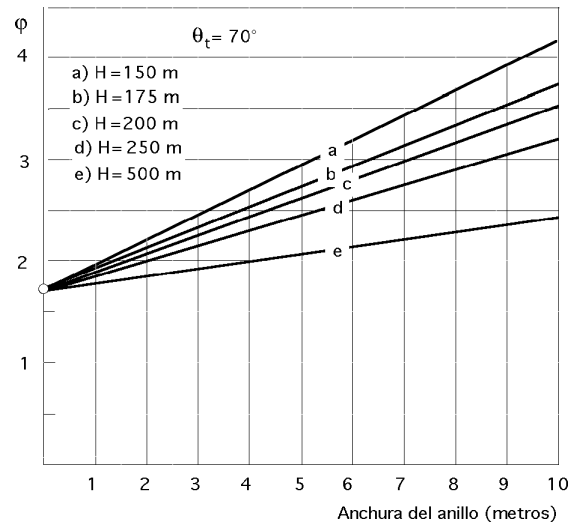
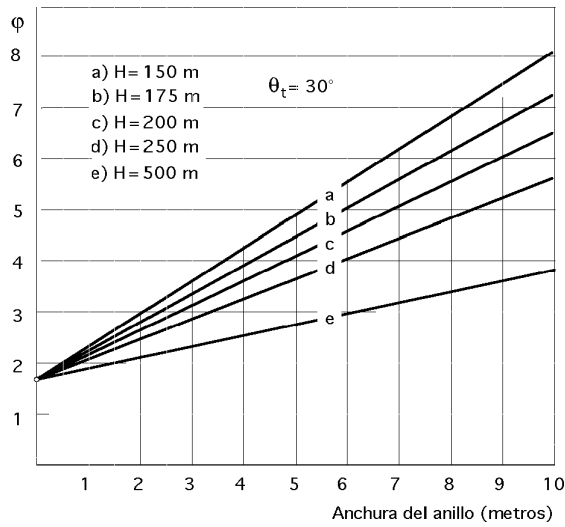


Fig XI.1a.b.- Factores de dispersión angular en función de la anchura del anillo

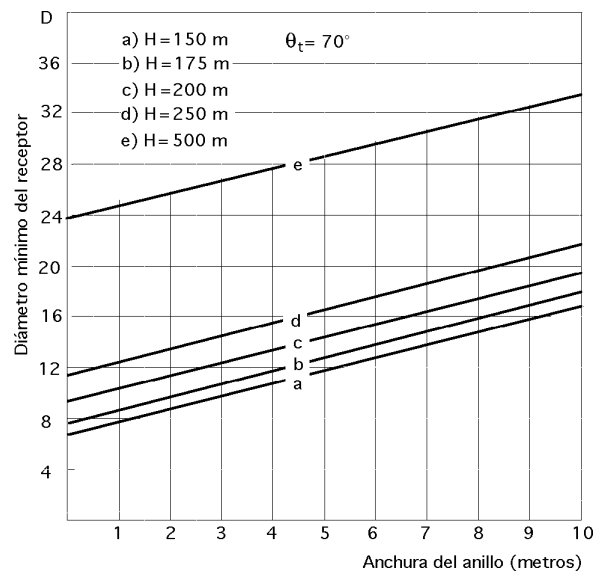
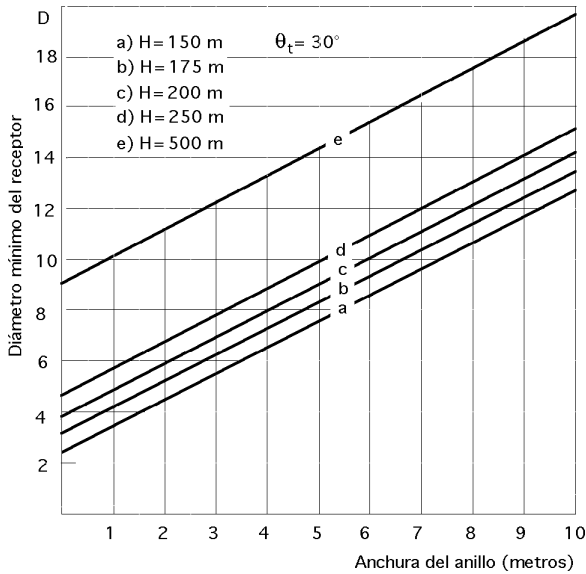


Fig XI.2a.b.- Diámetro D de la imagen solar reflejada en función de la anchura del anillo

Como el valor de θ_t no permanece constante para todo el concentrador, por cuanto varía con θ para una altura del punto focal determinada, los valores de \hat{r} también variarán; el valor del radio mínimo del receptor r_s es,

$$r_s = H = 4,65 \cdot 10^{-3} H$$

y como el diámetro del receptor hay que obtenerle para valores de D correspondientes a, $\theta_t = \theta_{tM}$, tendremos, al ser, $r = \frac{D}{2}$:

$$\hat{r} = \frac{D}{2 \times 4,65 \cdot 10^{-3} H} = 107,5269 \frac{D}{H} \quad \hat{r} = 107,5269 \frac{D}{H}$$

Una altura H interesante, que se desprende de observar los datos anteriormente obtenidos puede ser la de 175 metros, que permitirá un receptor de dimensiones no muy exageradas.

Si suponemos anillos de espejos de anchura $l = 5$ metros, el valor de θ_t queda en la forma:

$$= 1,7236 + 3,0722 \cos \theta_t$$

que se corresponde con un diámetro de la imagen solar reflejada, que llamaremos, $D_5 = 13,70$ metros.

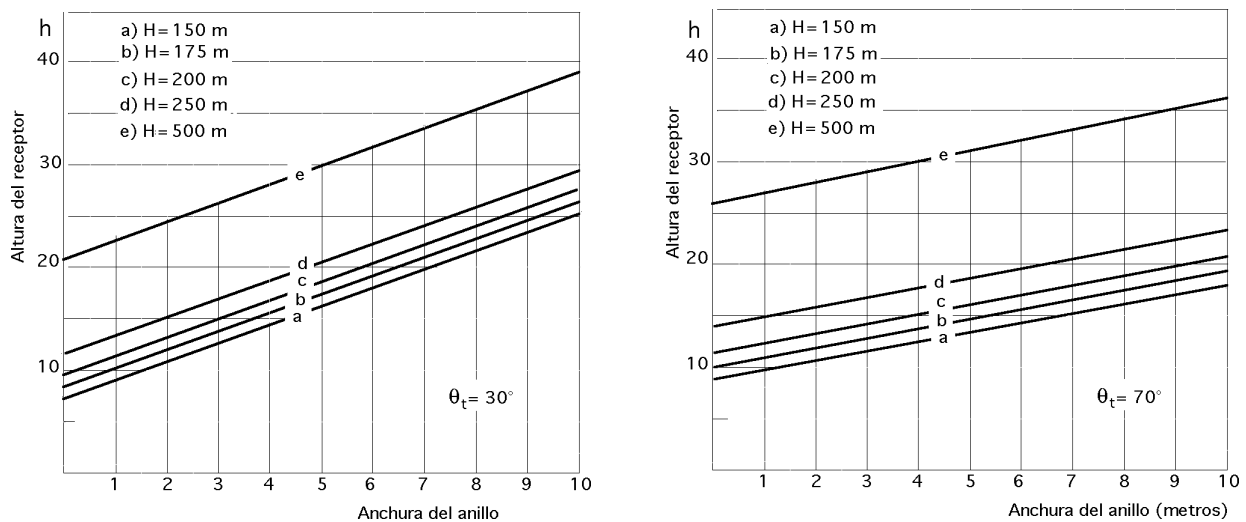


Fig XI 3a.b.- Altura h del receptor para anillos de anchura l

Los diversos valores de θ_t se presentan en la Tabla XI.1.

Tabla XI.1

$D(5) = 13,7 \text{ m} ; l = 5 \text{ m} ; H = 175 \text{ m}$									
θ_t	70°	65°	60°	55°	50°	45°	40°	35°	30°
	2,7742	3,022	3,2596	3,4857	3,6982	3,896	4,0768	4,2402	4,384
\hat{r}_t	3,03	2,85	2,58	2,47	2,28	2,21	2,06	1,99	1,92

La posición sobre el receptor cilíndrico vertical de los valores \hat{h} viene dada por la Fig XII.4, y por la ecuación,

$$h_{u,v} = \hat{h} r_s = \frac{\hat{h}}{H} \times 4,65 \cdot 10^{-3} (1,7236 + 107,5269 \frac{1 \cos \theta_t}{H}) H =$$

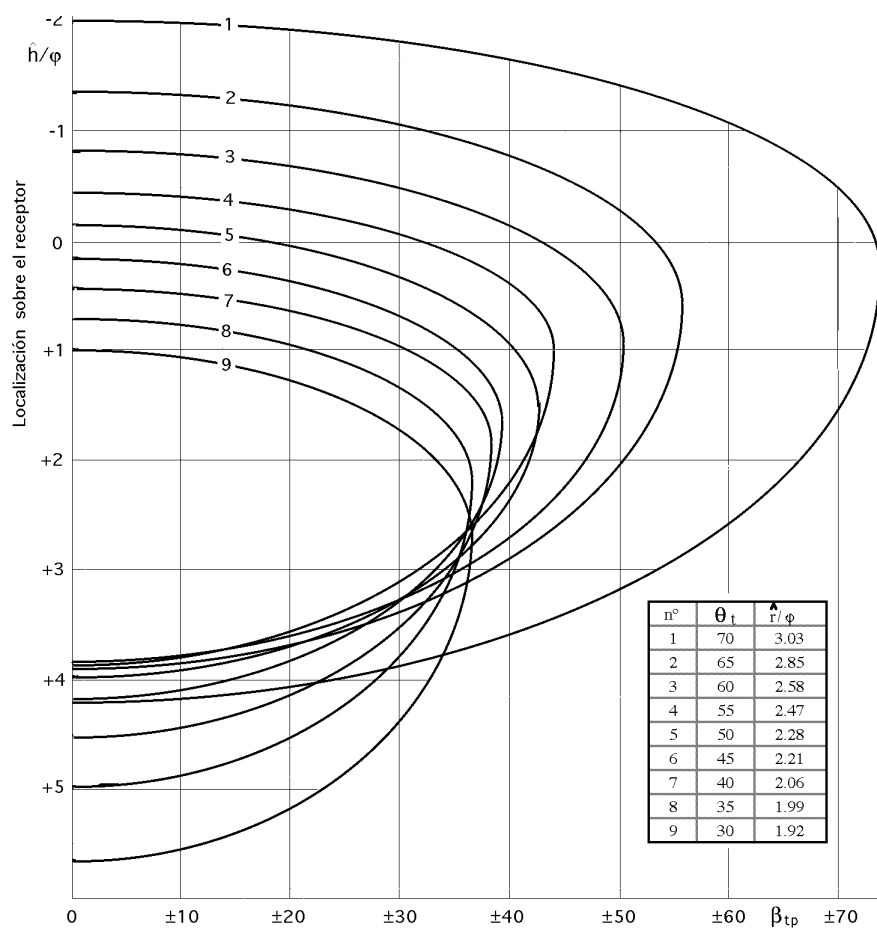
$$= \frac{4,65 \cdot 10^{-3} \hat{h}}{H} (1,7236 + 3,0722 \cos \theta_t) \times 175 \text{ m}$$

en la que \hat{h} se obtiene de la siguiente ecuación en función de θ_{tp} :

$$\frac{\hat{h}}{H} = \frac{1}{\sin \theta_t} \sqrt{\frac{\hat{r}}{\cos \theta_t \cos \theta_{tp}} \pm \frac{1}{\cos^2 \theta_t} - (\frac{\hat{r}}{\cos \theta_t})^2 \sin^2 \theta_{tp}}$$

Para, $H = 175 \text{ m}$ y $l = 10 \text{ m}$ se obtiene,

$$= 1,7236 + 6,1444 \cos \theta_t \quad D_{10} = 18,23 \text{ m} ; \hat{r}_{10} = 11,2012$$



$$H = 175 \text{ m}; l = 5 \text{ m}; \quad = 1,7236 + 3,0722 \cos t$$

Fig XI.4.- Localización acimutal de los espejos β_{tp}

que dan lugar a la Tabla XI.2.

Tabla XI.2

$D(10) = 18,23 \text{ m}; l = 10 \text{ m}; H = 175 \text{ m}$					
t	70°	60°	50°	40°	30°
	3,8251	4,7958	3,6982	6,4305	7,0448
$\hat{r}/$	2,93	2,34	1,97	1,74	1,59

En ambos casos se ha supuesto que cada anillo está formado por una serie de espejos de sección reflectante cuadrada, de lado l , perfectamente individualizados.

Con las ecuaciones anteriores, la altura h del receptor, que se obtiene es,

$$\text{Para } D_5 = 13,70 \text{ metros} \quad ; \quad h_5 = 16,48 \text{ metros}$$

$$\text{Para } D_{10} = 18,23 \text{ metros} \quad ; \quad h_{10} = 26,50 \text{ metros}$$

Mediante las gráficas de las Fig XI.4 y 5, para $l = 5 \text{ m}$ y $l = 10 \text{ m}$ respectivamente, se observa que los valores de \hat{h} para $t_p = 0$ son muy parecidos en ambos casos, modificándose a medida que aumenta t_p .

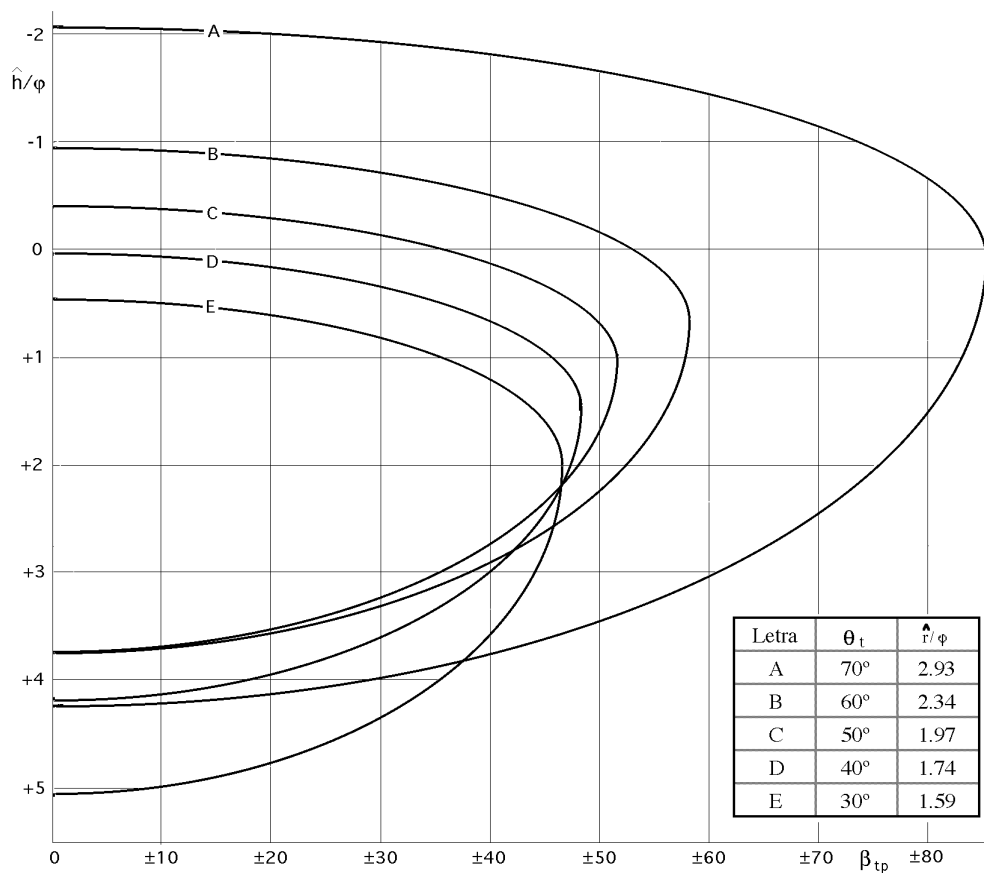


Fig XI.5.- Localización acimutal de los espejos β_{tp} , $H = 175$ m; $l = 10$ m; $\hat{h} = 1,7236 + 6,1444 \cos \theta_t$

Para $l = 10$ m se consiguen valores de visibilidad acimutal de los espejos β_{tp} superiores a los obtenidos para $l = 5$ m; si l fuese infinitamente grande, se estaría en el caso límite $\beta_{tp} = \pm 90^\circ$.

Para que el receptor capte todo el flujo solar reflejado por el concentrador, tiene que cumplirse que $\beta_{tp} = 0$, para cada espejo, compatible con \hat{h} máximo, siendo θ_{tM} el caso extremo más desfavorable, para el que se encuentra,

$$\hat{h} = \operatorname{cosec} \theta_{tM} \left(\frac{\hat{r}}{\cos \theta_{tM}} \pm \sec \theta_{tM} \right)$$

y como, $\theta_{tM} = 70^\circ$; $\hat{r} > 0$; $\theta_{tM} > 0$, resulta:

$$\frac{\hat{r}}{\cos \theta_{tM}} > 0 \quad ; \quad \frac{\hat{r}}{\cos \theta_{tM}} > \sec 70^\circ \quad ; \quad \frac{\hat{r}}{\cos \theta_{tM}} > 2,9238$$

Para $\theta_{tM} = 70^\circ$, el valor de, $\frac{\hat{r}}{\cos \theta_{tM}} = 3,1007$, dice que el receptor cuyas dimensiones se han fijado anteriormente captará toda la energía que se le envíe por el campo concentrador.

Si las dimensiones del receptor fuesen tales que, $\frac{\hat{r}}{\cos \theta_{tM}} < 2,9238$, éste estaría expuesto a un flujo solar menor, ya que no interceptaría toda la radiación reflejada por el concentrador.

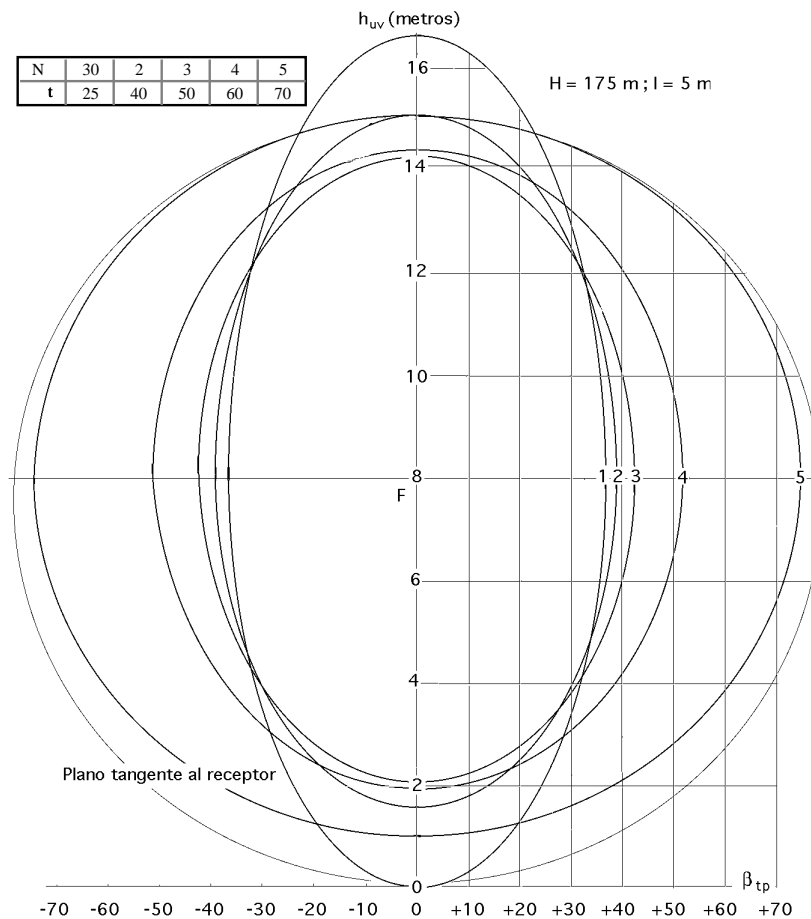


Fig XI.6.- Diversas alturas de la imagen solar plana sobre el receptor cilíndrico vertical

En la Fig XI.6 hemos representado las alturas $h_{u,v}$ de la imagen solar plana sobre el plano tangente al receptor en P, para diversos valores de β_{tp} compatibles con las zonas de visibilidad de los espejos; se ha tomado, $l = 5$ m y $H = 175$ m.

Se observa que los espejos del anillo definido por, $t = 30^\circ$, para $\beta_{tp} = 0^\circ$ dan la altura mínima que debe tener el receptor, $h = 16,48$ m, mientras que para, $t = 70^\circ$, esta altura es de 14,07 metros.

XI.2.- DISTRIBUCIÓN DEL FLUJO SOLAR SOBRE UN RECEPTOR CILÍNDRICO VERTICAL

A) Receptor situado a 175 metros de altura.- Caso 1.- Si consideramos el receptor a 175 metros de altura, como un cilindro de 14 metros de diámetro y 17 metros de altura, con anillos de espejos de $l = 5$ m de anchura.

El flujo solar incidente sobre el concentrador es,

Para,

$$t_m = 0^\circ ; \quad t_M = 70^\circ, \quad Q = 726.238 I_0$$

$$t_m = 30^\circ ; \quad t_M = 70^\circ, \quad Q = 694.190 I_0$$

El flujo solar teórico y total Q que llegará al receptor viene dado por la ecuación,

$$Q = 43,9823 I_0 \quad C \, dh = 4,1606 \frac{\hat{r}}{I_0} \quad C^2 d(\frac{\hat{h}}{I_0})$$

$$\text{Para, } r = 7 \text{ m; } \frac{\hat{r}}{I_0} = \frac{8,6021}{1,7236 + 3,0722 \cos \theta_t} = \left| \theta_t = 70^\circ \right| = 3,034$$

por lo que la energía solar teórica que llega al receptor debida a un anillo cualquiera definido por su θ_t es,

$$Q = \frac{35,7901 I_0}{1,7236 + 3,0722 \cos \theta_t} \quad C^2 d(\frac{\hat{h}}{I_0})$$

en la que la integral $C^2 d(\frac{\hat{h}}{I_0})$ viene representada en la Fig XI.7 por el área comprendida entre las curvas correspondientes a diversos valores de θ_t y el eje de ordenadas.

Igualando las ecuaciones,

$$Q = \frac{35,7901 I_0}{1,7236 + 3,0722 \cos \theta_t} \quad C^2 d(\frac{\hat{h}}{I_0}) = H^2 A^* I_0$$

se obtiene,

$$A^* = 2 \left(\frac{\hat{r}}{I_0} \right)^2 \quad C^2 d(\frac{\hat{h}}{I_0})$$

Cuando A^* venga dada por la ecuación,

$$A^* = 2 (\sec \theta_{tM} - \sec \theta_{tm})$$

en la que predomina el apantallamiento sobre la sombra solar, tendremos

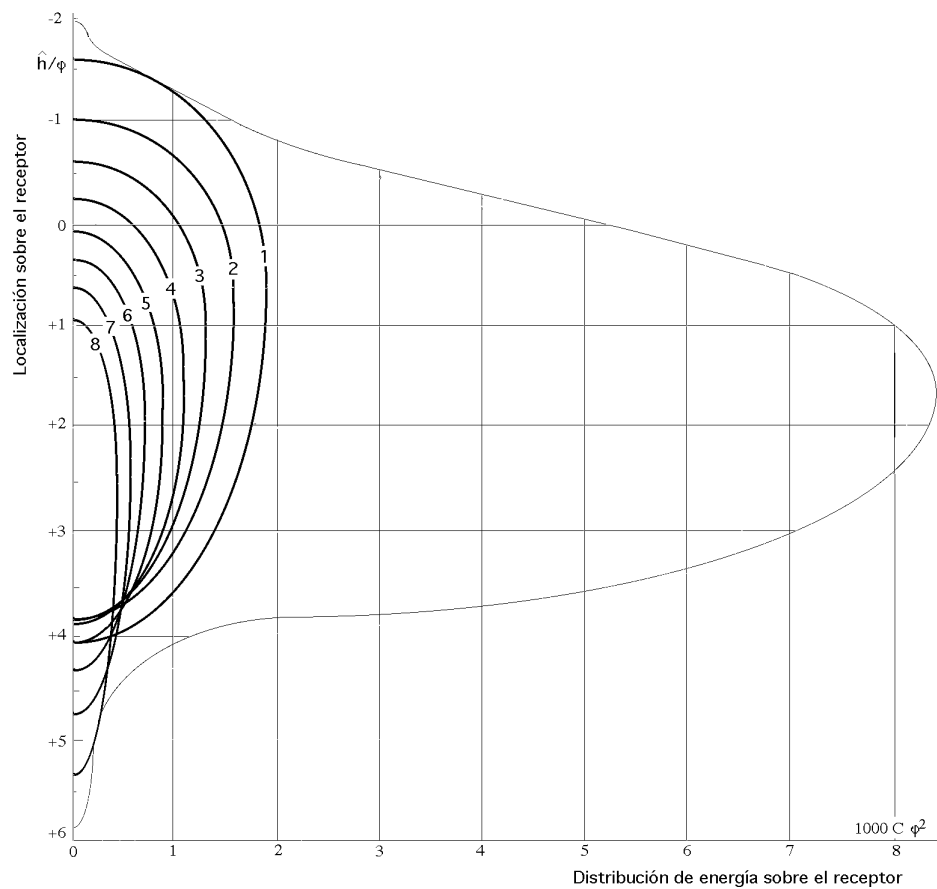
$$C^2 d(\frac{\hat{h}}{I_0}) = \frac{\sec \theta_{tM} - \sec \theta_{tm}}{\left(\frac{\hat{r}}{I_0} \right)^2}, \quad \text{con, } \frac{\hat{r}}{I_0} > \sec \theta_{tM}; \quad \frac{\hat{r}}{I_0} > \sec 70^\circ; \quad \frac{\hat{r}}{I_0} > 2,9238$$

$$\text{Para, } \theta_{tM} = 70^\circ, \quad \theta_{tm} = 0^\circ, \quad \theta_s = 0^\circ, \quad C^2 d(\frac{\hat{h}}{I_0}) = 10.343 (1,7236 + 3,0722 \cos \theta_t) \\ Q = 370.175 I_0$$

que supone la energía máxima teórica que podría proporcionar un campo circular continuo de espejos en las condiciones anteriores.

$$\text{Para, } \theta_{tM} = 70^\circ, \quad \theta_{tm} = 30^\circ, \quad \theta_s < 30^\circ \quad C^2 d(\frac{\hat{h}}{I_0}) = 9.510 (1,7236 + 3,0722 \cos \theta_t) \\ Q = 340.500 I_0$$

De estos resultados se desprende la poca influencia que van a tener los anillos más interiores en la energía captada por el receptor; una ampliación del campo especular para valores de $\theta_{tM} > 70^\circ$ manteniendo fija la altura H , conduce a un gran aumento del número de espejos, lo cual a su vez, y desde un punto de vista económico, no hace muy viable la ampliación.



Altura de la torre (Punto focal) = 175 metros; Diámetro del receptor = 14 metros.
 Franjas de anillos de anchura, $\Delta\theta = 5^\circ$; $30^\circ < \theta_t < 70^\circ$ (apantallamiento)

Fig XI.7a.- Distribución total de energía sobre el receptor y contribución por anillos.

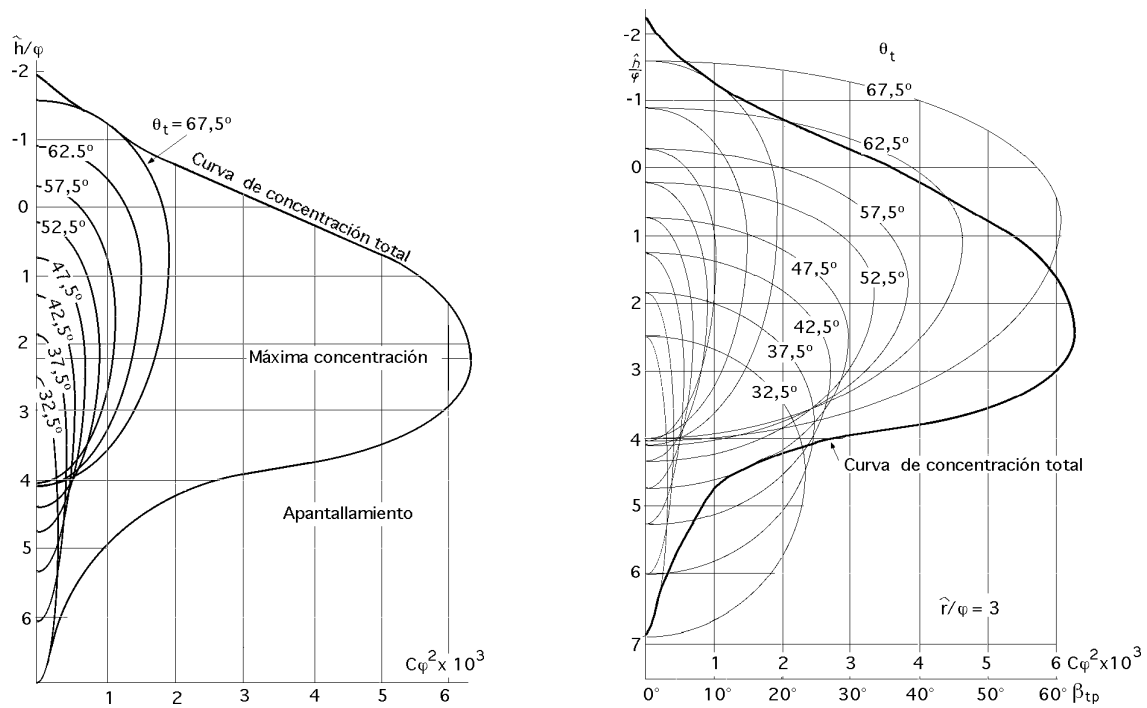


Fig XI.7b.c.- Relaciones de concentración sobre el receptor correspondientes al campo continuo

Así por ejemplo, para, $t_M = 80^\circ$, la superficie especular necesaria sería de 3,06 Km², frente a los 0,695 Km² que se tienen para, $t_M = 70^\circ$; es decir, que aumentar la superficie especular en un factor 4,4 supone tan solo un aumento energético de 2,6 veces, y en consecuencia no es rentable.

También pueden utilizarse las ecuaciones anteriores para estudiar la franja de anillos comprendida entre los ángulos t_1 y t_2 , o bien para estudiar un anillo en particular definido por,

$$t = \frac{t_1 + t_2}{2} ; \quad t_1 \leq t \leq t_2$$

quedando,

$$C^2 d\left(\frac{\hat{h}}{2}\right) = 5.375 (1,7236 + 3,0722 \cos t) (\sec t_2 - \sec t_1)$$

El valor de C^2 se obtiene a partir de,

$$C^2 = \frac{2 \sin t_p}{2} \sin^2 t d t = 29.440 \sin t_p \left(\frac{t_2 - t_1}{2} - \frac{\sin 2 t_2 - \sin 2 t_1}{4} \right)$$

que no depende de la posición del Sol.

La contribución de las franjas de anillos, para $t = 5^\circ$ es la que se presenta en la Tabla XI.3.

La suma de las áreas comprendidas por estas curvas será proporcional a la energía total que llega al receptor, la cual no se encuentra uniformemente repartida sobre el mismo.

El máximo valor de la relación de concentración C^2 se encuentra para $\frac{\hat{h}}{2} = 2$, y ésto lleva a la conclusión de que en esta zona del receptor se pueden lograr temperaturas demasiado elevadas, que no pueda soportar, por lo que será conveniente repartir más uniformemente este flujo energético enfocando a puntos distintos sobre el eje del receptor los diversos grupos de anillos, como veremos más adelante.

Tabla XI.3

Curva	t_1	t_2	t (medio)	$C^2 / \sin t_p$
1	65°	70°	67,5°	2191,73
2	60°	65°	62,5°	2020,42
3	55°	60°	57,5°	1826,75
4	50°	55°	52,5°	1616,61
5	45°	50°	47,5°	1396,00
6	40°	45°	42,5°	1172,75
7	35°	40°	37,5°	952,51
8	30°	35°	32,5°	742,37

La energía enviada al receptor vendría dada por,

$$Q = 192.420 (\sec t_2 - \sec t_1) I_0$$

que se corresponde con los tramos horizontales de la Fig XI.8, por cuanto no interviene la posición del Sol, siempre que, $s < 30^\circ$.

Cuando A^* venga definida por la ecuación,

$$A^* = 2 \sec \theta_m - \cos \theta_s \sec^2 \theta_m - \sec \theta_s$$

para la que se cumple que, $\theta_m < \theta_s < \theta_M$, se obtiene,

Para, $\theta_M = 70^\circ$ y $\theta_m = 0^\circ$; $Q = 35,79 (15.719,38 - 2.688,17 \cos \theta_s - 2.688,17 \sec \theta_s) I_0$
 $\theta_M = 70^\circ$ y $\theta_m = 30^\circ$; $Q = 35,79 (15.719,38 - 3.584,22 \cos \theta_s - 2.688,17 \sec \theta_s) I_0$

y si se considera una franja de anillos comprendida entre los ángulos θ_1 y θ_2 de forma que,

$$\theta = \frac{\theta_1 + \theta_2}{2}$$

resulta,

$$Q = 96.210 (2 \sec \theta_2 - \cos \theta_s \sec^2 \theta_1 - \sec \theta_s) I_0$$

ecuación que sólo es válida para un ángulo cenital solar comprendido entre θ_1 y θ_2 , por lo que al estudiar un anillo cualquiera, su influencia es prácticamente despreciable debido a la poca anchura del anillo en comparación con las dimensiones del campo.

Finalmente para, $\theta_s > \theta_M$, se obtiene, de acuerdo con la ecuación,

$$A^* = (\tan^2 \theta_M - \tan^2 \theta_m) \cos \theta_s$$

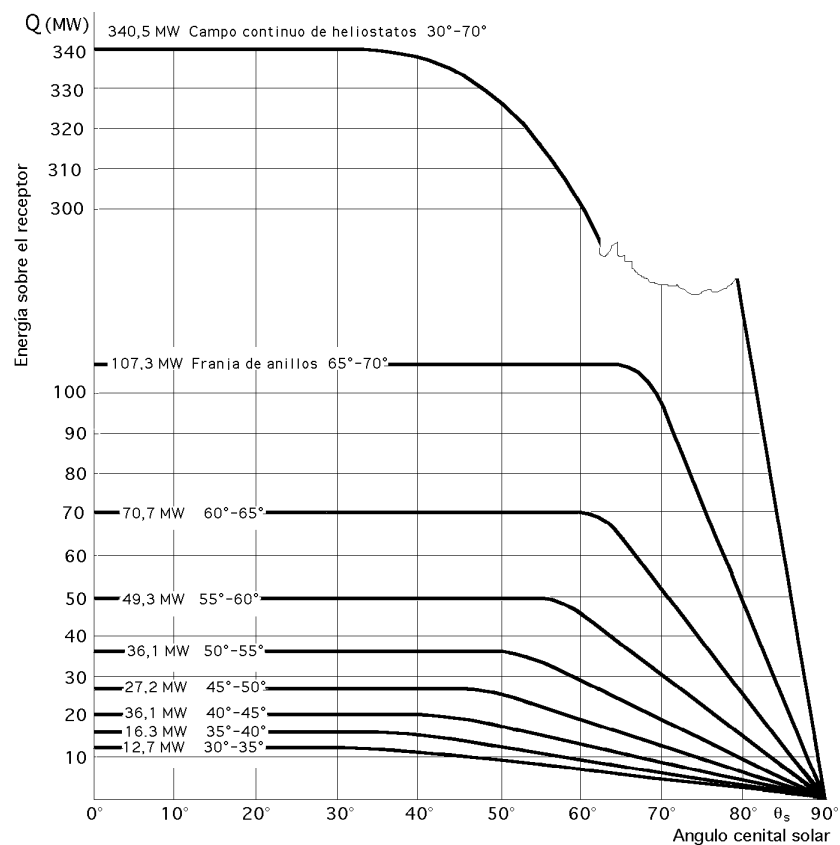


Fig XI.8.- Energía Q sobre el receptor

Para,
$$\begin{aligned} t_M = 70^\circ ; \quad t_m = 0^\circ, \quad Q &= 726.238 I_0 \cos s \\ t_M = 70^\circ ; \quad t_m = 30^\circ, \quad Q &= 694.190 I_0 \cos s \end{aligned}$$

siendo el valor de Q, para la franja de anillos comprendida entre t_1 y t_2 ,

$$Q = 96.210 (tg^2 t_2 - tg^2 t_1) I_0 \cos s$$

Para este caso de predominio de sombra solar sobre el apantallamiento, el valor de C^2 vendrá dado por,

$$C^2 = 29.440 \sin t_p \cos s \left\{ -\sin t + \ln tg \left(\frac{1}{4} + \frac{t}{2} \right) \right\}_{t_1}^{t_2}$$

en la que, $t_2 < s$ y $t_1 < s$ y que depende de la posición del Sol dada por s ; en la Fig XI.8 se corresponde con la parte inclinada de las gráficas.

B) Receptor situado a 175 metros de altura.- Caso 2.- Si en vez de utilizar anillos de espejos de anchura, $l = 5$ m, se emplean anillos de espejos de anchura, $l = 10$ m, las dimensiones del receptor cilíndrico vertical variarán, obteniéndose $D_{10} = 18,5$ m y $h = 26,5$ m, resultando,

$$Q_{10} = \frac{47,2946 I_0}{1,7236 + 6,1444 \cos t} \quad C^2 d\left(\frac{\hat{h}}{1}\right)$$

para la que se cumple,

$$\frac{\hat{r}}{1} = 2,9711 > 2,9238$$

$$s < t_m ; \quad Q = 192.420 (\sec t_2 - \sec t_1) I_0$$

Para,
$$t_m < s < t_M ; \quad Q = 96.210 (2 \sec t_2 - \cos s \sec^2 t_1 - \sec s) I_0$$

$$s > t_M ; \quad Q = 96.210 (tg t_2 - tg t_1) \cos s I_0$$

Con estos resultados se saca la conclusión de que la energía Q que llega al receptor cilíndrico vertical es independiente de la anchura de los espejos, ya que los valores de Q encontrados son iguales, siempre que los ángulos t_1 y t_2 que definen la banda de anillos considerada, sean también iguales en ambos casos, y se mantenga la continuidad del campo especular.

A continuación desarrollamos los cálculos para una torre de $H = 500$ m, manteniendo las mismas dimensiones del campo anterior.

En este caso,
$$\begin{aligned} R_{\min} &= 101 \text{ m.} & t_m &= 11,42^\circ \\ R_{\max} &= 480,8 \text{ m.} & t_M &= 43,88^\circ \end{aligned}$$

C.- Receptor situado a 500 metros de altura.- Caso 3.- Consideraremos,

$$l = 5 \text{ m} ; \quad = 1,7236 + 1,0753 \cos \theta_t ; D_5 = 16,12 \text{ m} ; h = 66,55 \text{ m} ; \hat{r} = 3,4667$$

$$\frac{\hat{r}}{d} = \frac{3,4667}{1,7236 + 1,0753 \cos \theta_t}$$

$$Q_5 = \frac{117,7449 I_0}{1,7236 + 1,0753 \cos \theta_t} \quad C^{-2} d\left(\frac{\hat{h}}{d}\right)$$

$$\text{Para, } \theta_s < \theta_{TM}, \quad C^{-2} d\left(\frac{\hat{h}}{d}\right) = 13.340 (1,7236 + 1,0753 \cos \theta_t) (\sec \theta_{t2} - \sec \theta_{t1})$$

$$Q = 1.570.796 I_0 (\sec \theta_{t2} - \sec \theta_{t1}) ; Q_{M\acute{A}X} = 576.740 I_0$$

Comparando este resultado con el obtenido anteriormente de $Q = 340.500 I_0$, se observa que un aumento de la altura H de la torre incrementa la energí que llega al receptor, por disminuir la superficie especular expuesta al apantallamiento.

$$\text{Para, } 11,42^\circ < \theta_s < 43,88^\circ$$

$$C^{-2} d\left(\frac{\hat{h}}{d}\right) = 6.670,35 (1,7236 + 1,0753 \cos \theta_t) (2 \sec \theta_{t2} - \cos \theta_s \sec^2 \theta_{t1} - \sec \theta_s)$$

$$Q = 785.400 I_0 (2 \sec \theta_{t2} - \cos \theta_s \sec^2 \theta_{t1} - \sec \theta_s)$$

$$\text{Para, } \theta_s > 43,88, \quad C^{-2} d\left(\frac{\hat{h}}{d}\right) = 6.670,35 (1,7236 + 1,0753 \cos \theta_t) (\tan^2 \theta_{t2} - \tan^2 \theta_{t1}) \cos \theta_s$$

$$Q = 785.400 I_0 (\tan^2 \theta_{t2} - \tan^2 \theta_{t1}) \cos \theta_s$$

D.- Receptor situado a 500 metros de altura.- Caso 4.- Consideraremos,

$$l = 10 \text{ m} ; \quad = 1,7236 + 2,1505 \cos \theta_t ; D_{10} = 21,12 \text{ m} ; h = 91,80 \text{ m} ; \hat{r} = 4,5419$$

$$\frac{\hat{r}}{d} = \frac{4,5419}{1,7236 + 2,1505 \cos \theta_t}$$

$$Q_{10} = \frac{154,2636 I_0}{1,7236 + 2,1505 \cos \theta_t} \quad C^{-2} d\left(\frac{\hat{h}}{d}\right)$$

$$\text{Para, } \theta_s < 11,42, \quad C^{-2} d\left(\frac{\hat{h}}{d}\right) = 10.183 (1,7236 + 2,1505 \cos \theta_t) (\sec \theta_{t2} - \sec \theta_{t1})$$

$$Q = 1.570.796 (\sec \theta_{t2} - \sec \theta_{t1}) I_0 \quad Q_{M\acute{A}X} = 576.740 I_0$$

resultado que coincide con el anteriormente hallado.

$$\text{Para, } 11,42^\circ < \theta_s < 43,88^\circ$$

$$C^2 d\left(\frac{\hat{h}}{l}\right) = 5.091 (1,7236 + 2,1505 \cos \theta_t) (2 \sec \theta_{t2} - \cos \theta_s \sec^2 \theta_{t1} - \sec \theta_s)$$

$$Q = 785.400 (2 \sec \theta_{t2} - \cos \theta_s \sec^2 \theta_{t1} - \sec \theta_s) I_0$$

Para, $\theta_s > 43,88^\circ$,

$$C^2 d\left(\frac{\hat{h}}{l}\right) = 5.091 (1,7236 + 2,1505 \cos \theta_t) (\tan^2 \theta_{t2} - \tan^2 \theta_{t1}) \cos \theta_s$$

$$Q = 785.400 I_0 (\tan^2 \theta_{t2} - \tan^2 \theta_{t1}) \cos \theta_s$$

Con estos resultados queda comprobado que la energía que llega al receptor cilíndrico vertical, para el campo continuo de anillos de heliostatos, no depende de la anchura l de los anillos, sino de la altura H de la torre.

Si ahora se mantiene la altura $H = 500$ m, y los ángulos periféricos del concentrador, $\theta_{tm} = 30^\circ$ y $\theta_{tM} = 70^\circ$, para los que se corresponden los radios, $R_{MIN} = 288,67$ m y $R_{MAX} = 1.373,75$ m, la superficie especular del campo concentrador continuo será de $5,667$ Km², en vez de $0,694$ Km² que se correspondían para $H = 175$ metros.

E.- Receptor situado a 500 metros de altura.- Caso 5.- Consideraremos,

$$l = 5 \text{ m} ; \quad = 1,7236 + 1,0753 \cos \theta_t ; \quad D_5 = 28,50 \text{ m} ; \quad h = 28,5 \text{ m} ; \quad \hat{r} = 6,129$$

$$\frac{\hat{r}}{l} = \frac{6,1290}{1,7236 + 1,0753 \cos \theta_t}$$

$$Q_5 = \frac{208,1687 I_0}{1,7236 + 1,0753 \cos \theta_t} C^2 d\left(\frac{\hat{h}}{l}\right)$$

Para, $\theta_s < 30^\circ$,

$$C^2 d\left(\frac{\hat{h}}{l}\right) = 7.545 (1,7236 + 1,0753 \cos \theta_t) (\sec \theta_{t2} - \sec \theta_{t1})$$

$$Q = 1.570.796 I_0 (\sec \theta_{t2} - \sec \theta_{t1}) \quad Q_{MAX} = 2.778.900 I_0$$

Para, $30^\circ < \theta_s < 70^\circ$,

$$C^2 d\left(\frac{\hat{h}}{l}\right) = 3.774 (1,7236 + 1,0753 \cos \theta_t) (2 \sec \theta_{t2} - \cos \theta_s \sec^2 \theta_{t1} - \sec \theta_s)$$

$$Q = 785.400 I_0 (2 \sec \theta_{t2} - \cos \theta_s \sec^2 \theta_{t1} - \sec \theta_s)$$

Para, $\theta_s > 70^\circ$,

$$C^2 d\left(\frac{\hat{h}}{l}\right) = 3.774 (1,7236 + 1,0753 \cos \theta_t) (\tan^2 \theta_{t2} - \tan^2 \theta_{t1}) \cos \theta_s$$

$$Q = 785.400 (\tan^2 \theta_{t2} - \tan^2 \theta_{t1}) \cos \theta_s I_0$$

F.- Receptor situado a 500 metros de altura.- Caso 6.- Consideraremos,

$$l = 10 \text{ m} ; \quad = 1,7236 + 2,1505 \cos \theta_t ; \quad D_{10} = 33,50 \text{ m} ; \quad h = 38,5 \text{ m} ; \quad \hat{r} = 7,2043$$

$$\frac{\hat{r}}{t} = \frac{7,2043}{1,7236 + 2,1505 \cos t}$$

$$Q_5 = \frac{244,6908 I_0}{1,7236 + 2,1505 \cos t} C^2 d\left(\frac{\hat{h}}{t}\right)$$

$$\begin{aligned} \text{Para, } s < 30^\circ, \quad C^2 d\left(\frac{\hat{h}}{t}\right) &= 6.420 (1,7236 + 2,1505 \cos t) (\sec t_2 - \sec t_1) \\ Q &= 1.570.796 (\sec t_2 - \sec t_1) I_0 \quad Q_{\text{MÁX}} = 2.778.900 I_0 \end{aligned}$$

que comparada con, $Q = 340.500 I_0$, resulta ser 8,16 veces superior, que es también la misma relación que existe entre las áreas de los concentradores, por lo que para campos semejantes en los que la relación de semejanza sea la correspondiente a la de las alturas de las torres, los resultados energéticos máximos serán también proporcionales a esta relación.

Para, $30^\circ < s < 70^\circ$

$$\begin{aligned} C^2 d\left(\frac{\hat{h}}{t}\right) &= 3.210 (1,7236 + 2,1505 \cos t) (2 \sec t_2 - \cos s \sec^2 t_1 - \sec s) \\ Q &= 785.396 (2 \sec t_2 - \cos s \sec^2 t_1 - \sec s) I_0 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Para, } s > 70^\circ, \quad C^2 d\left(\frac{\hat{h}}{t}\right) &= 3.210 (1,7236 + 2,1505 \cos t) (\operatorname{tg}^2 t_2 - \operatorname{tg}^2 t_1) \cos s \\ Q &= 785.400 (\operatorname{tg}^2 t_2 - \operatorname{tg}^2 t_1) \cos s I_0 \end{aligned}$$

resultados que coinciden con otros hallados anteriormente y que confirman el hecho de que para el campo continuo de heliostatos, la energía enviada al receptor no depende de la anchura de los anillos.

XII.- DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA SOBRE UN RECEPTOR CILÍNDRICO VERTICAL

XII.1.- DISTRIBUCIÓN DEL FLUJO SOLAR REFLEJADO SOBRE EL RECEPTOR, CORRESPONDIENTE A DIVERSOS VALORES DE β_{tp}

En el capítulo anterior se ha estudiado la contribución energética sobre el receptor, considerando un anillo individual de heliostatos definido por el valor medio de su θ_t , un grupo de anillos de anchura $\Delta\theta_t$, y el campo especular total entre, 0° y 70° , y entre, 30° y 70° .

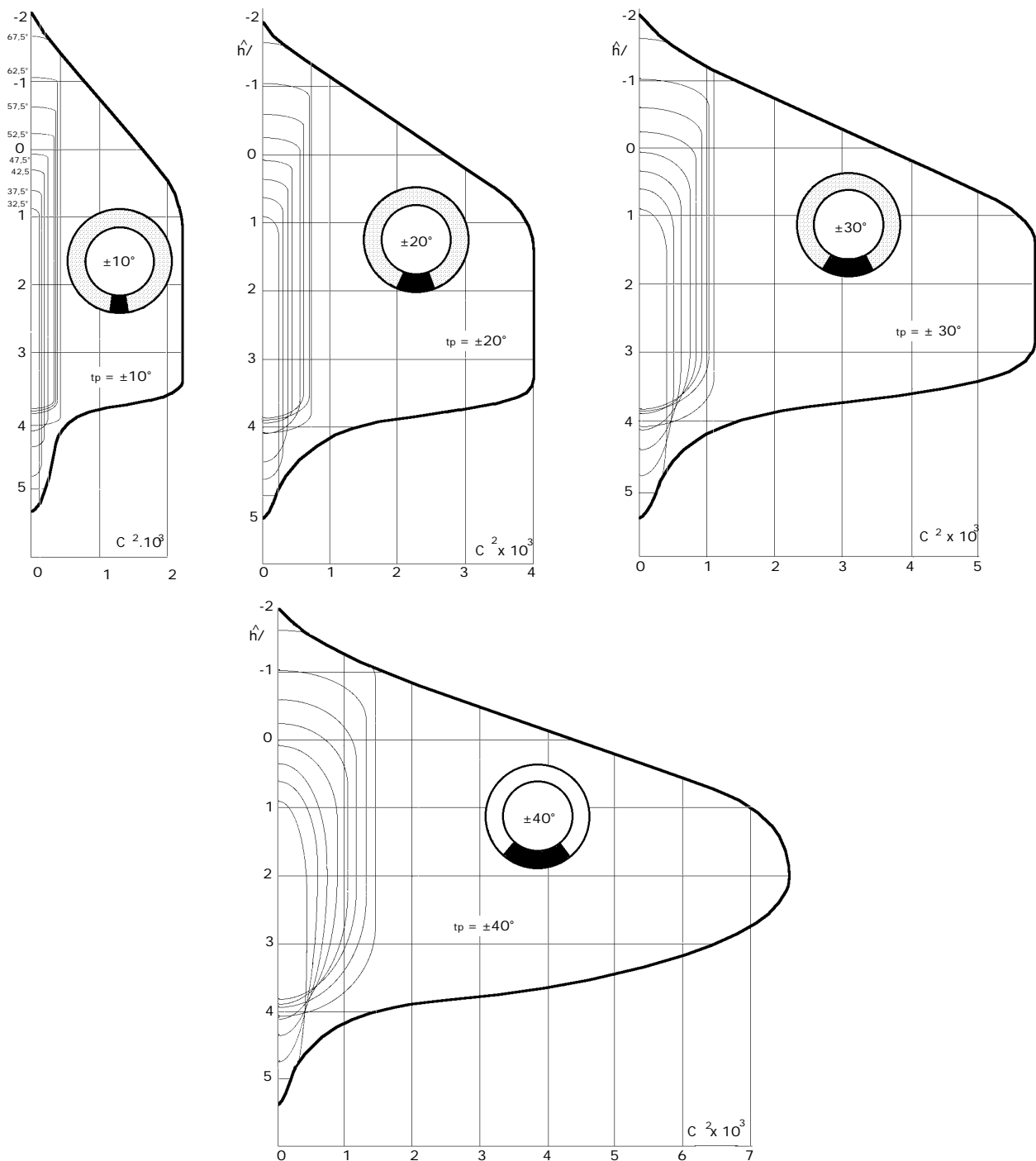
Sin embargo, la simetría puntual que impone el campo circular la podemos modificar substituyéndola por otra respecto a un eje cualquiera, que por comodidad haremos coincidir con la dirección Norte-Sur, y así poder estudiar campos continuos formados por fracciones de anillos concéntricos, limitados para diversos valores del ángulo θ_{tp} ó por intervalos de anchura $\Delta\theta_{tp}$.

Este estudio puede ampliarse también al caso de suponer porciones de espejos que en un momento determinado pueden permanecer inactivos debido a diversas causas, como por ejemplo, a la nubosidad parcial de una parte del campo concentrador o al mal enfoque de un grupo de heliostatos sobre el punto focal F del receptor, o averías localizadas, etc, de forma que estos espejos se puedan compendiar dentro de un intervalo angular $\Delta\theta_{tp}$, a partir de un valor de θ_{tp} perfectamente determinado.

Al haber definido el ángulo, $\theta_{tp} = \theta_t - \theta_p$, como un ángulo relativo acimutal, se podrán obtener unas curvas que muestren las contribuciones energéticas producidas sobre un punto P en el plano imagen del receptor, que sabemos viene definido por el ángulo θ_p , para diversas cuñas de anillos comprendidas dentro del intervalo definido por los ángulos, $\pm \theta_{tp}$. Para su resolución partiremos de variables, lo cual supone que el receptor cilíndrico vertical debe ser de dimensiones fijas; si se interpreta que $\frac{\hat{r}}{R}$ es constante, el receptor modificaría sus dimensiones continuamente, adaptándolas

a los valores que le imponga el factor de dispersión angular , cosa imposible a todos los efectos.

Considerando \hat{r} variable se han obtenido las gráficas representadas en las Fig XII.1, para diversos valores del ángulo θ_p que pueden interpretarse, si se considera $\theta_p = 0^\circ$, como campos parciales circulares continuos con forma de cuña, y con simetría respecto al eje definido por la dirección Norte-Sur, en los que todos los anillos enfocan al mismo punto F del receptor que viene definido por \hat{h} respecto al punto P dado por, $\theta_p = 0$.



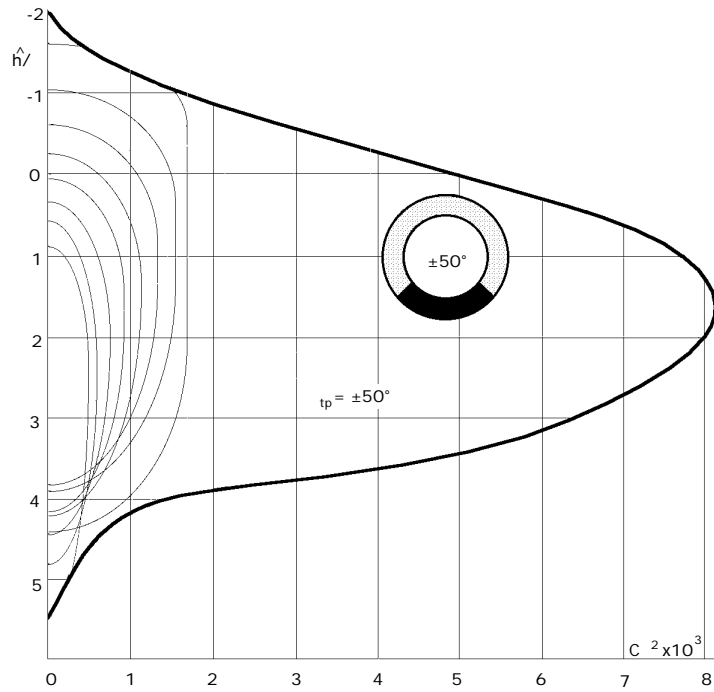


Fig XII.1 -Contribución por anillos y distribución de energía sobre el receptor con cuñas de anillos especulares, para $t_p = 10^\circ, 20^\circ, 30^\circ, 40^\circ$ y 50° , $r = 7$ m; $h = 17$ m; $H = 175$ m; $\langle r \rangle$ variable

Se han representado las curvas correspondientes a, $t_p = \pm 10^\circ, \pm 20^\circ, \pm 30^\circ, \pm 40^\circ$ y $\pm 50^\circ$ Fig XII.2, junto con el máximo de t_p dado por la Fig XII.7.

Asimismo se ha hecho la representación de la contribución energética sobre el receptor de grupos de anillos comprendidos en intervalos $t = 5^\circ$, para el campo continuo definido entre los límites $t_m = 30^\circ$ y $t_M = 70^\circ$.

Para valores de, $t_p = \pm 10^\circ$ aparece un tramo uniforme, según el cual, para el intervalo sobre el receptor dado por, $1 \leq \frac{\hat{h}}{3,5} \leq 3,5$, la densidad energética es constante; a medida que aumenta el valor de t_p , el intervalo entre los valores $\hat{h}_{u,v}$ va disminuyendo, al tiempo que aumenta el de C^2 llegándose así a que para, $t_{p(\text{máximo})} = 61,72^\circ$, se obtiene un máximo de C tal que $C^2 = 8.350$, para, $\frac{\hat{h}}{3,5} = 1,6$, como se ha representado en la Fig XII.2.

Si consideramos los intervalos t_p comprendidos entre dos valores de $\pm t_p$, se obtendrán las gráficas de la Fig XII.3; para ello se procederá restando las curvas de las Fig XII.1 entre sí, de forma que lo que se obtiene es la contribución correspondiente a un intervalo t_p dado, para un valor medio de t_p definido por,

$$t_p = \frac{t_{p2} - t_{p1}}{2}$$

en donde se han considerado intervalos, $t_p = \pm 10^\circ$, para diversos valores medios de t_p ; en todas

las representaciones se ha considerado que vienen referidas al punto P del plano imagen sobre el receptor, definido como sabemos por, $\varphi_p = 0^\circ$.

Las gráficas se corresponden con los valores expuestos en la Tabla XII.I.

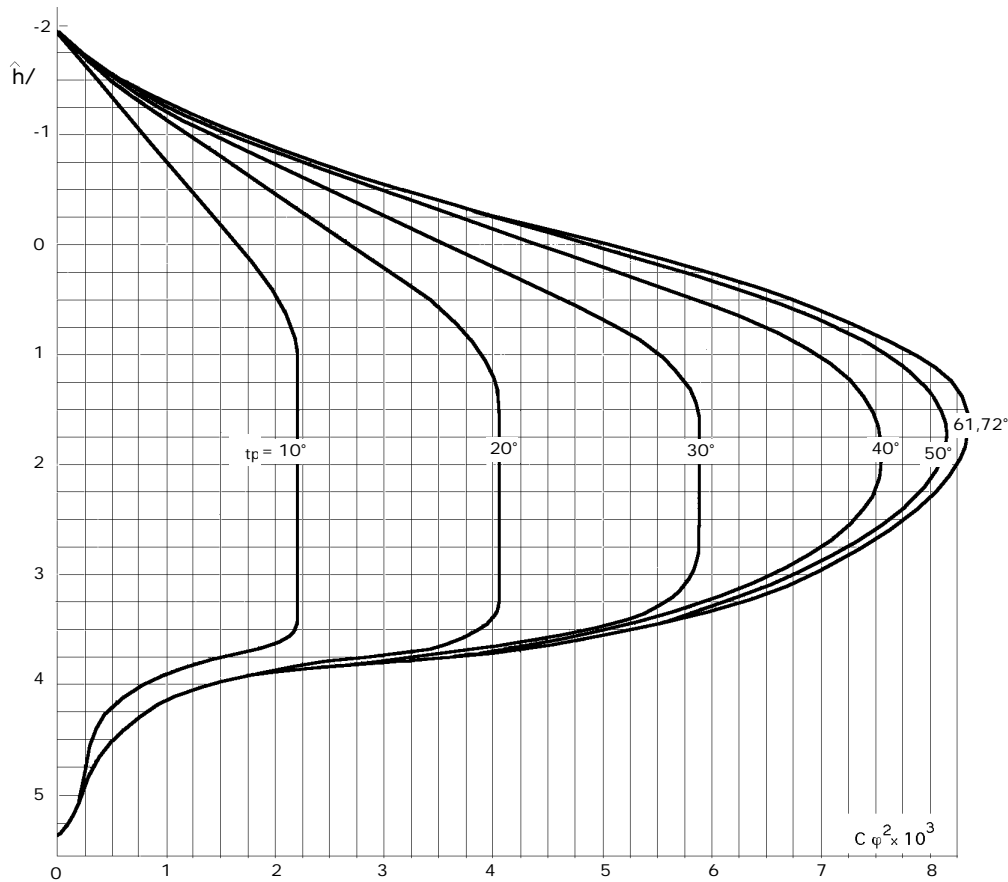


Fig XII.2.- Relaciones de concentración sobre el receptor con campo continuo de heliostatos comprendido entre $30^\circ < t < 70^\circ$

Tabla XII.I

Número	t_{p1}	t_{p2}	$t_{p(\text{medio})}$	t_p
1	0°	$\pm 10^\circ$	5°	10°
2	$\pm 10^\circ$	$\pm 20^\circ$	15°	10°
3	$\pm 20^\circ$	$\pm 30^\circ$	25°	10°
4	$\pm 30^\circ$	$\pm 40^\circ$	35°	10°
5	$\pm 40^\circ$	$\pm 50^\circ$	45°	10°
6	$\pm 50^\circ$	$\pm 61,72^\circ$	$55,86^\circ$	$11,72^\circ$

La contribución de cada anillo, o grupos de anillos dentro del intervalo t_p disminuye a medida que aumenta el valor de t_p , llegándose a la conclusión de que el grupo de anillos correspondiente a los valores de $t_{p(\text{máximo})}$ representados por la gráfica nº6, no contribuye en forma apreciable, desde el punto de vista energético, respecto a la posición sobre el receptor definida por el punto P, en el que, $\varphi_p = 0$.

Las Fig XII.4 están construidas para, $\frac{\hat{r}}{r} = 3$, y en ellas no aparece ningún tramo de densidad

energética uniforme, como sucedía para $\frac{\hat{r}}{h}$ variable, sino que tienen forma de pico, por lo que en esas zonas sobre el receptor existirán densidades energéticas muy elevadas, con el consiguiente peligro de que desde un punto de vista térmico no puedan ser soportadas por el mismo, dadas las limitaciones metalúrgicas del receptor.

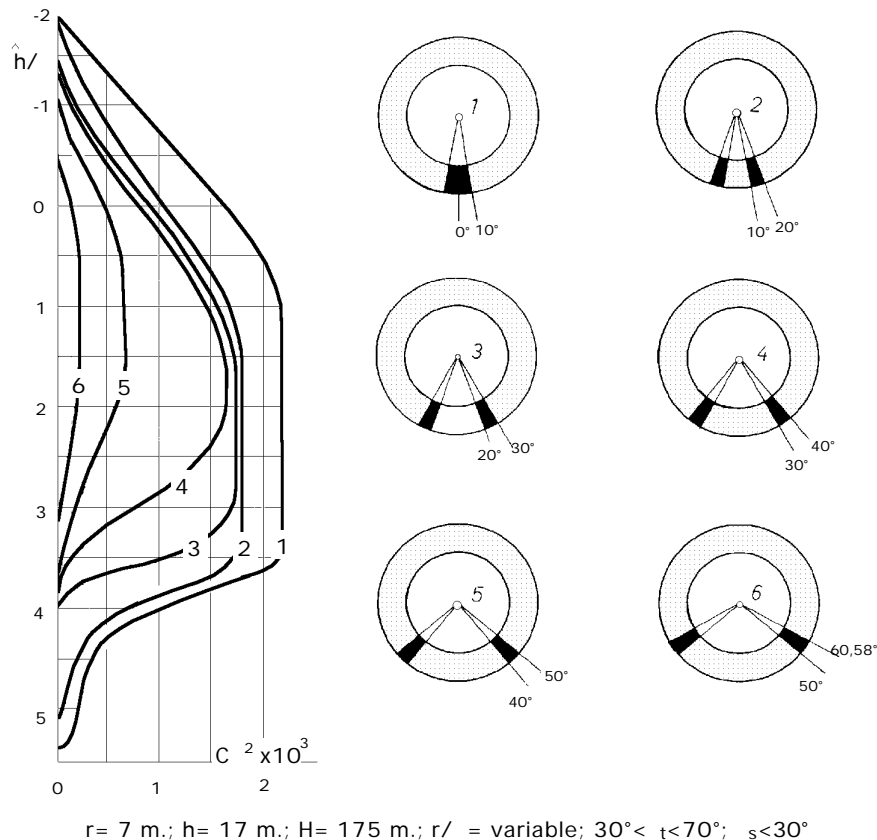


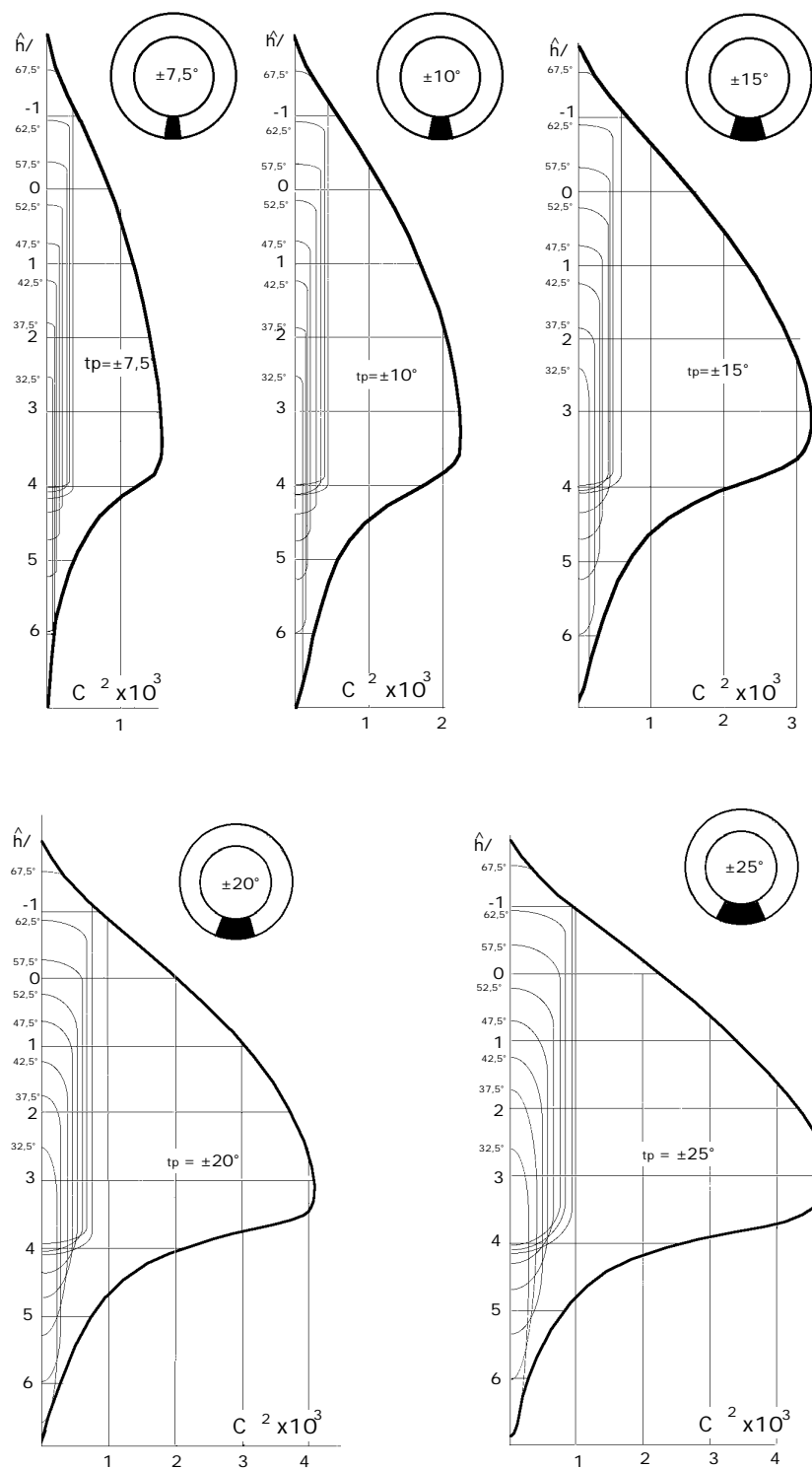
Fig XII.3.- Relaciones de concentración sobre un receptor cilíndrico vertical para diversas cuñas de espejos de anchura $t_p=10^\circ$

El valor de C^2 máximo es inferior al correspondiente a $\frac{\hat{r}}{h}$ variable, haciéndose más amplio el tramo correspondiente a los valores de $\frac{\hat{h}}{h}$ sobre el receptor, lo que supone una mayor altura del mismo, siempre que se mantenga constante la anchura de los anillos.

Una solución que permita valores de $\frac{\hat{r}}{h}$ constantes se podrá llevar a la práctica siempre que la anchura de los anillos vaya disminuyendo a medida que se alejan de la torre, de forma que los espejos más alejados, como deben seguir siendo de sección reflectante cuadrada, tengan dimensiones menores que los más próximos a la torre.

De mantenerse constantes las dimensiones de los espejos, supondría que la única solución posible compatible con el mantenimiento de $\frac{\hat{r}}{h}$ constante sería la de modificar las dimensiones del receptor adaptándolas a las condiciones impuestas por los diferentes anillos, cuestión que técnicamente es imposible.

El haber adoptado para valores de \hat{r} diversos tipos ha radicado precisamente en el concepto de geometrías del campo especular compatibles con la realidad y que pudieran ser posibles prácticamente; su diferencia radica en que las dimensiones del receptor serían distintas, por cuanto para \hat{r} variable, su altura vendría fijada por los espejos interiores, y su diámetro por los exteriores,



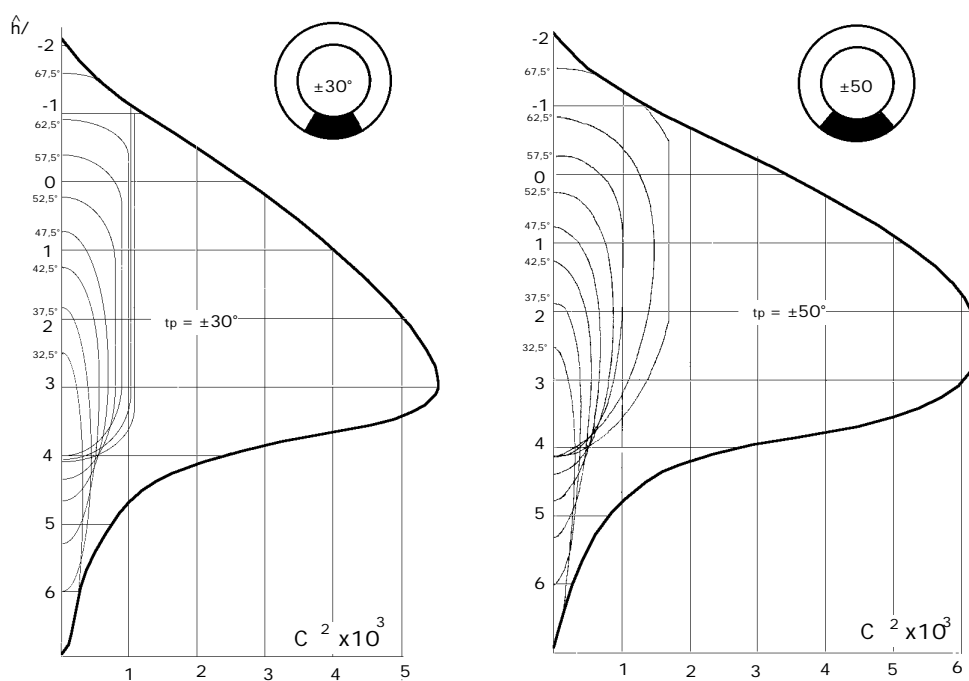
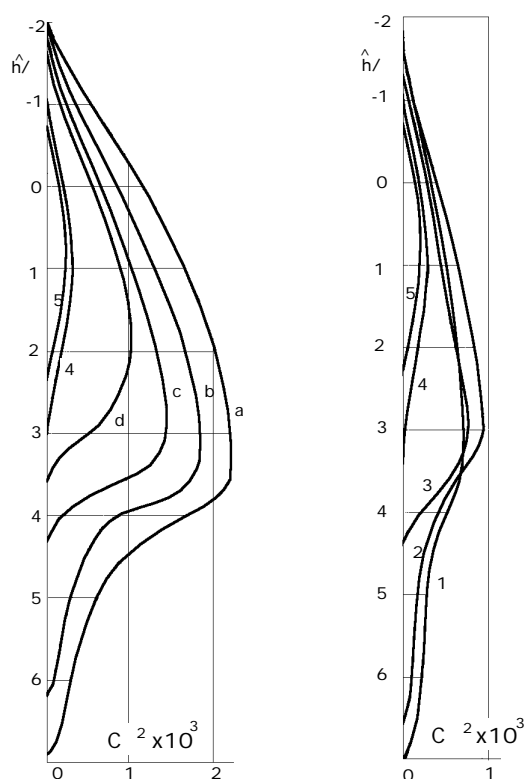


Fig XII.4.- Relaciones de concentración sobre el receptor con campo continuo de heliostatos con $r/r_0 = 3$



a) $0^\circ-10^\circ$; b) $10^\circ-20^\circ$; c) $20^\circ-30^\circ$; d) $30^\circ-40^\circ$
 1) $7,5^\circ-10^\circ$; 2) $10^\circ-15^\circ$; 3) $15^\circ-20^\circ$; 4) $40^\circ-50^\circ$; 5) $50^\circ-60,58^\circ$

Fig XII.5.- Contribuciones energéticas sobre el receptor correspondientes a distintos valores medios de t_p y diversos intervalos de anillos especulares

mientras que para \hat{x} fijo, si las dimensiones de los espejos interiores son las mismas que las del caso de \hat{x} variable, la altura del receptor será también la misma, aunque su diámetro será menor por ser también menor el valor de D correspondiente a la elipse solar imagen sobre el plano tangente al receptor, correspondiente a los espejos situados en los anillos más exteriores.

En las Fig XII.5 se han representado las contribuciones energéticas sobre el receptor, correspondientes a diversos valores medios de t_p , e intervalos de anillos diversos, como en la Fig XII.3, observándose que contra más pequeño sea t_p , mayores serán los valores de $\frac{\hat{h}}{C^2}$ dependiendo los correspondientes a C^2 del valor del intervalo considerado.

XII.2.- DISTRIBUCIÓN DEL FLUJO SOLAR SOBRE EL RECEPTOR, CUANDO SE MODIFICA EL PUNTO DE ENFOQUE PARA DIVERSOS GRUPOS DE ANILLOS

Cuando todos los anillos focalizan en el mismo punto sobre el eje del receptor, hemos comprobado que en la distribución de energía sobre el mismo aparece un pico, que no es aconsejable mantener por consideraciones de tipo técnico; en consecuencia se impone la necesidad de obtener una distribución energética más homogénea que haga posible el que sobre la superficie exterior del receptor se obtenga una temperatura más o menos uniforme, y que en un instante determinado se pueda considerar como constante.

Esto se puede lograr haciendo que los anillos o diversos grupos de anillos estén enfocados a puntos distintos del F sobre el eje del receptor, Fig XII.6; la formulación anteriormente obtenida seguirá siendo válida por cuanto, cuando un grupo de anillos enfoque a un punto cualquiera distinto del F sobre el eje del receptor, el desplazamiento vertical de dicho punto respecto al F será, como mucho, de unos pocos metros, longitud que comparada con la distancia existente entre el receptor y los diversos grupos de anillos será prácticamente despreciable, por lo que la contribución original del flujo solar sobre el receptor mantendrá, para cada anillo o grupos de anillos, no solo su forma, sino también la magnitud y la simetría acimutal, aunque trasladadas verticalmente una distancia igual a la que existe entre el nuevo punto focal correspondiente al grupo de anillos considerado, y el foco primitivo F.

Este mantenimiento de la forma de la contribución de la distribución de flujo, es una aproximación que podemos considerar como válida, aunque ciertamente no es la real, pero que nos permitirá reformar la distribución del flujo total sobre la superficie del receptor, acorde con las necesidades energéticas impuestas por el fluido que vaya a circular por el receptor, que a partir de ese momento se convertirá en un intercambiador de calor; lo ideal sería mantener una temperatura uniforme siempre que el fluido no vaporice; y para cuando circule un fluido condensable, obtener otro tipo de distribución energética sobre el receptor que tienda a acoplarse a las necesidades técnicas del fluido, sobre todo en la etapa de vaporización. Esta modificación del punto focal F se puede aplicar también a casos de emergencia, como el que un cierto número de espejos permanezcan inactivos o desenfocados, por avería, limpieza, nubosidad parcial sobre el concentrador, etc, de forma que los espejos que permanezcan activos se podrían enfocar a otros puntos sobre el eje del receptor, que tiendan a paliar y compensar en lo posible el fallo o avería correspondiente.

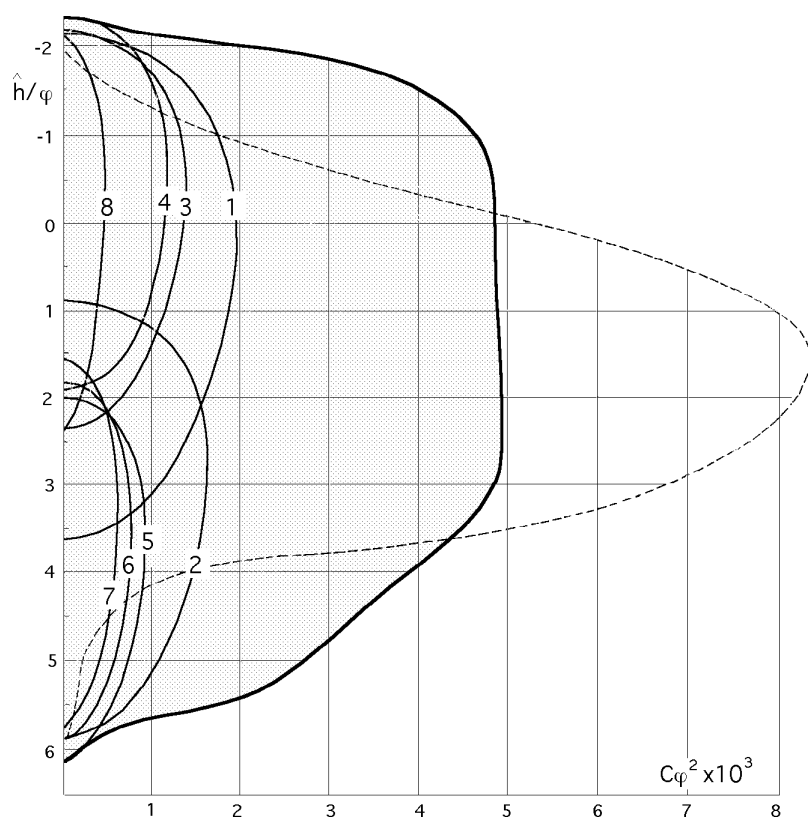


Fig XII.6.- Distribución de energía sobre el receptor para puntos focales distintos del punto F

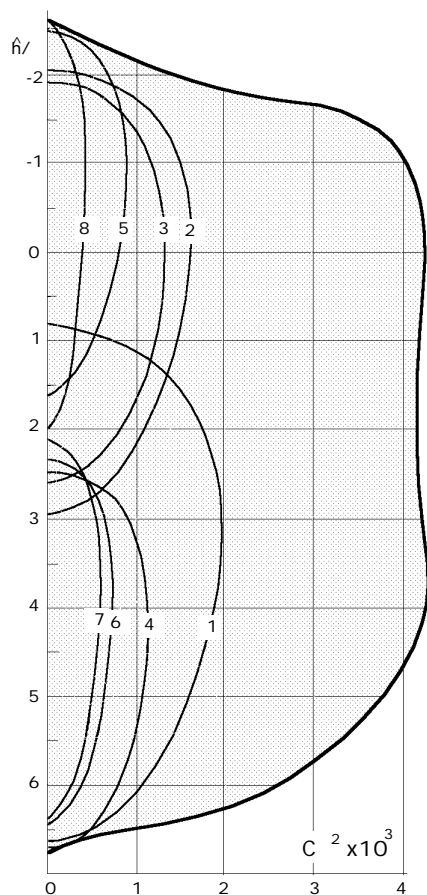


Fig XII.7.- Distribución de energía sobre el receptor para puntos focales distintos del punto F

En la Fig XII.6 se ha representado un caso de modificación del punto focal F, de forma que los diversos grupos de anillos estudiados según la Fig XII.7a están desenfocados; como se ha dicho anteriormente, la forma de la distribución energética sobre el receptor se mantendrá, pero no en el mismo lugar. Los puntos de enfoque sobre el eje del receptor, para los diversos grupos de anillos numerados del 1 al 8 vienen dados en la Tabla XII.2.

La máxima relación de concentración de energía solar reflejada, distribuida uniformemente sobre el receptor, se obtiene, en estas condiciones, entre,

$$-1 \leq \frac{\hat{h}_{u,v}}{3} \leq 3 ; C^2 \leq 4.800$$

En la Fig XII.6a hemos representado a trazos el pico de la concentración para el caso de enfoque de los espejos a un único punto F, y se observa que su máximo se corresponde aproximadamente con $C^2 \approx 8.400$, apreciándose una notable reducción del mismo.

Tabla XII.2

Curva	1	2	3	4	5	6	7	8
< r >	67,5	62,5	57,5	52,5	47,5	42,5	37,5	32,5
< r > /	2,97	2,74	2,55	2,39	2,26	2,16	2,07	1,99
Punto focal (h _{uv} /)	-0,5	2	-1,5	-2	2	1,5	1	-3

En la Fig XII.7 hemos hecho otra representación, similar a la anterior, en la que el intervalo de distribución energética uniforme aparece más amplio, entre,

$$-1 \frac{\hat{h}_{u,v}}{4,5} ; C^2 = 4.200$$

por lo que disminuye el valor de, $C^2 = 4.200$; en este caso, por la parte inferior del receptor se perderá energía, es decir, no podrá ser aprovechada literalmente, pero sí se podrá utilizar en el precalentamiento del fluido motor. Los puntos de enfoque vienen dados en la Tabla XII.3.

Tabla XII.3

Curva	1	2	3	4	5	6	7	8
Punto focal (h _{uv} /)	2	-1,5	-1,75	2,25	-3	1,5	1	-4

La importancia de este tipo de concentración con puntos de enfoque múltiples, radica en que el fluido que se vaporiza necesita, para tramos iguales de altura del receptor, contribuciones energéticas distintas, motivadas no sólo por sus características físicas, sino también por las condiciones iniciales y finales, a la entrada y salida del receptor, que a su vez podrán modificarse para obtener un determinado punto de funcionamiento, por lo que habrá que adecuar convenientemente las curvas de distribución energética sobre el receptor, a las necesidades impuestas por el fluido.

El número total de anillos concéntricos para el campo continuo de heliostatos, de anchura de anillo igual a $l = 5$ m sería de 77.

El número total de espejos para este concentrador sería de 27.258

El número total de anillos concéntricos para el campo continuo de heliostatos, de anchura de anillo igual a $l = 10$ m sería de 39.

El número total de espejos para este concentrador sería de 6.903

La superficie total del campo especular, para éste caso particular sería de, 706.730 m².

CONCENTRADOR CONTINUO DE ESPEJOS

Anillo n°	R medio anillo metros	Ángulo acimutal $\epsilon \times 10^3$	N° espejos		Distancia espejos m	Anillo n°	R medio anillo metros	Ángulo acimutal $\epsilon \times 10^3$	N° espejos		Distancia espejos m
			l 5 m	l 10 m					l 5 m	l 10 m	
1	101	30000	126	63	5,036	18'	276			336	5,161
1'	106			132	5,045	19	281	50086	342	171	5,163
2	111	32386	138	69	5,053	19'	286			348	5,164
2'	116			144	5,061	20	291	58978	354	177	5,165
3	121	34661	150	75	5,068	20'	296			360	5,166
3'	126			156	5,075	21	301	59826	366	183	5,167
4	131	36817	162	81	5,080	21'	306			372	5,168
4'	136			168	5,086	22	311	60633	378	189	5,169
5	141	38858	174	87	5,091	22'	316			384	5,171
5'	146			180	5,096	23	321	61402	390	195	5,172
6	151	40789	186	93	5,100	23'	326			396	5,173
6'	156			192	5,105	24	331	62135	402	201	5,173
7	161	42614	198	99	5,109	24'	336			408	5,174
7'	166			204	5,112	25	341	62833	414	207	5,175
8	171	44337	210	105	5,116	25'	346			420	5,176
8'	176			216	5,119	26	351	63500	426	213	5,177
9	181	45965	222	111	5,122	26'	356			432	5,178
9'	186			228	5,125	27	361	64137	438	219	5,179
10	191	47503	234	117	5,128	27'	366			444	5,179
10'	196			240	5,131	28	371	64747	450	225	5,180
11	201	48955	246	123	5,133	28'	376			456	5,181
11'	206			252	5,136	29	381	65330	462	231	5,182
12	211	50328	258	129	5,138	29'	386			468	5,183
12'	216			264	5,140	30	391	65888	474	237	5,184
13	221	51626	270	135	5,143	30'	396			480	5,184
13'	226			276	5,145	31	401	66423	486	243	5,184
14	231	52813	282	141	5,147	31'	406			492	5,185
14'	236			288	5,148	32	411	66936	498	249	5,186
15	241	54015	294	147	5,150	32'	416			504	5,186
15'	246			300	5,152	33	421	67428	510	255	5,187
16	251	55115	306	153	5,154	33'	426			516	5,187
16'	256			312	5,155	34	431	67901	522	261	5,188
17	261	56158	318	159	5,157	34'	436			528	5,189
17'	266			324	5,158	35	441	68355	534	267	5,189
18	271	57147	330	165	5,160	35'	446			540	5,190

XIII.- DISEÑO DE UN RECEPTOR DE ENERGÍA SOLAR DE 200 MW

XIII.1.- PERDIDAS DE ENERGÍA EN EL CONCENTRADOR

Hasta ahora se ha supuesto que la reflectancia especular r_E , también llamada *reflectividad*, de los heliostatos o relación entre la energía reflejada y la energía incidente era la unidad; sin embargo, la realidad es muy distinta, y en consecuencia, la energía solar reflejada por el campo de espejos vendrá afectada por un coeficiente de reducción o reflectancia $r_E < 1$, que proporciona la fracción de energía que los espejos enviarán al receptor tras los fenómenos de reflexión y absorción que se verifican en los mismos. La reflectancia dependerá fundamentalmente del tipo de material de que estén construidas las superficies reflectoras de los heliostatos, de las características del protector transparente utilizado en su fabricación, de su estado superficial, de si están erosionados o no, de la suciedad depositada etc.

Existen en el mercado gran cantidad de materiales que se pueden utilizar como reflectantes; de entre ellos, en la Tabla XIII.1 se especifican los más interesantes, que tienen una elevada reflectancia especular para la radiación solar directa. A la vista de estos datos, el intentar obtener una reflectancia especular elevada plantea problemas de mantenimiento de las superficies, ya que al estar expuestas a degradación por oxidación, abrasión, suciedad, etc., hará que estos valores se vean reducidos en gran manera, e incluso, el acrílico metalizado llegará a perder parte de la reflectancia debido a la degradación y suciedad del plástico; no obstante su reflectividad tendrá un valor muy aceptable para las superficies especulares, y podrá suponerse que un valor de r_E comprendido entre 0,80 y 0,85 representa un dato que se aproxima mucho a la realidad, teniendo en cuenta una degradación muy rápida del plástico con el paso del tiempo.

En consecuencia, la energía reflejada por cada anillo o por el campo total, se verá afectada por el valor que se asigne a la reflectancia; a la hora de intentar conocer la cantidad de energía que lle-

gará al receptor, hay que hacer notar que en el trayecto, concentrador-receptor, prácticamente no existen pérdidas por absorción, debido a que los gases que componen el aire son transparentes a todas las radiaciones del espectro solar, excepto el vapor de agua y el CO_2 , que son absorbentes específicos, pero que al encontrarse en una proporción muy pequeña no influyen apreciablemente en el balance de energía, por lo que supondremos que sobre la pared del cilindro receptor que recibe la radiación, se obtendrá una cierta temperatura que llamaremos T_{pe} , y que va a permitir la vaporización del fluido motor.

Tabla XIII.1

TIPO DE SUPERFICIE REFLECTANTE	E
Plata electrochapada, nueva	0,96
Aluminio de alta pureza, nuevo	0,91
Aluminio con pintura de SiO_2 , limpio	0,87
Hoja de aluminio de 99,5 de pureza	0,6
Acrílico metalizado interiormente con aluminio nuevo, expuesto durante un año a la radiación solar, y a los agentes atmosféricos	0,8

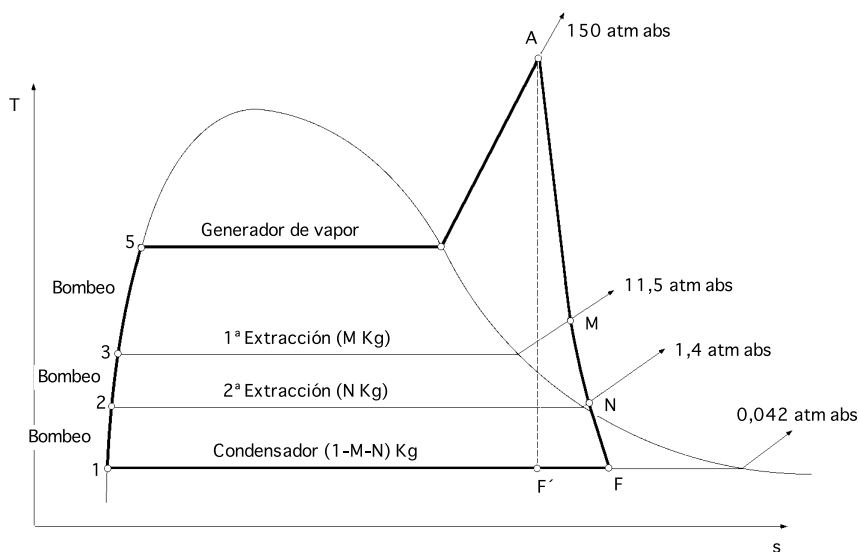


Fig XIII.1.- Ciclo termodinámico de Hirn

En lo que sigue consideraremos que estamos trabajando según un ciclo de Hirn, como el que se indica en el diagrama entrópico de la Fig XIII.1 según el cual, en un generador de vapor, el fluido motor se vaporizará y recalentará, hasta adquirir una entalpía determinada; a continuación, el vapor así obtenido se expansionará en una turbina, en la que el vapor experimentará una gran caída de presión, penetrando finalmente en un condensador, en el que volverá al estado líquido; la variación de entalpía que experimenta el vapor a su paso por la turbina, motivado por el salto de presión entre la correspondiente al recalentador y al condensador, se transforma en energía cinética de rotación, y en consecuencia, en trabajo.

El eje de la turbina va acoplado a un alternador, que produce electricidad.

A su vez, para aumentar la temperatura del fluido motor condensado antes de introducirle en el generador de vapor, se procederá a mezclar este fluido con vapor extraído de la turbina a una determinada presión.

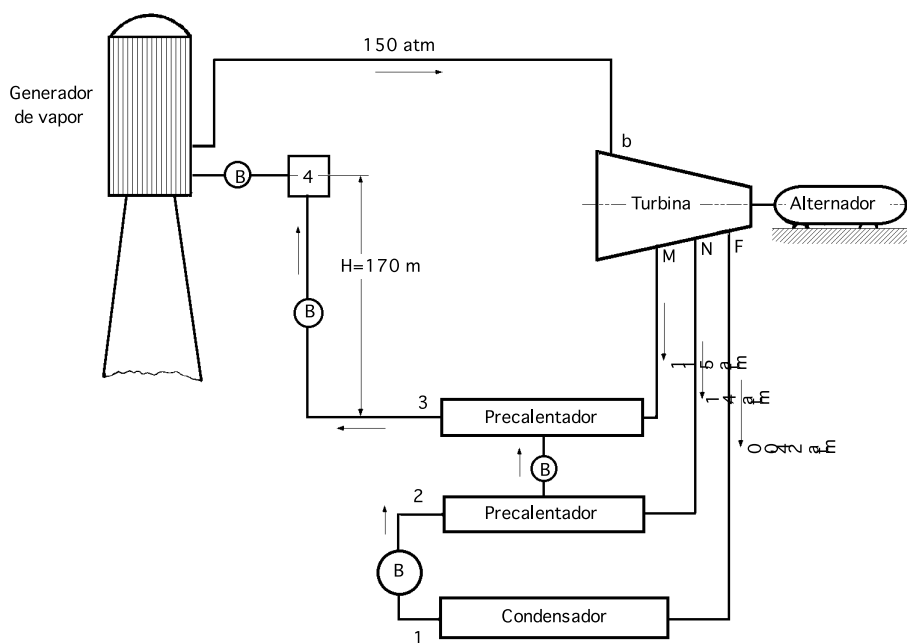


Fig XIII.2.- Esquema del ciclo de Hirn

La operación de mezcla se realizaría en unos precalentadores en los que al poner en contacto el vapor procedente de la turbina y el fluido motor procedente del condensador, se consigue la condensación por mezcla del vapor extraído en la turbina, utilizándose el calor cedido por el vapor en su condensación en aumentar la temperatura del fluido procedente del condensador; esta operación se realiza para que el choque térmico que experimentaría el fluido procedente del condensador, al ser introducido en el generador de vapor, que se encuentra a una temperatura superior, sea menor, con el consiguiente ahorro energético, por cuanto la energía que llega al receptor se utilizará íntegramente, a partir de la temperatura de entrada del fluido motor en el mismo, en vaporizar y recalentar. Para alcanzar y mantener la presión en el generador de vapor, se hará uso de un sistema de bombeo (bombas en serie); el número de etapas correspondiente al número de extracciones de vapor de la turbina, es una menos que el de bombas a utilizar; mediante esta operación de bombeo del fluido condensado se cierra el ciclo de Hirn.

XIII.2.- COMPONENTES DEL RECEPTOR DE ENERGÍA

En los cálculos desarrollados en los capítulos anteriores se ha considerado al receptor como un gigantesco cilindro vertical de 14 metros de diámetro y 17 metros de altura. Para proceder a su diseño como cambiador de calor y generador de vapor recalentado, de entre los innumerables modelos que podemos imaginar, vamos a suponer uno constituido por una serie de tubos de acero refractario de gran resistencia mecánica a las altas temperaturas, y de un grosor capaz de soportar altas presiones. Como la circunferencia del cilindro receptor tiene un diámetro de 14 metros, y los tubos standard de acero pueden tener, por ejemplo, un diámetro interior de 150 mm, y un diámetro exterior de 190 mm, por lo que resultaría un total de 228 tubos, en disposición vertical, y cuya longitud coincide con la altura del receptor, 17 metros, de forma que constituyan la pared lateral del mismo; la parte interior del receptor quedaría hueca.

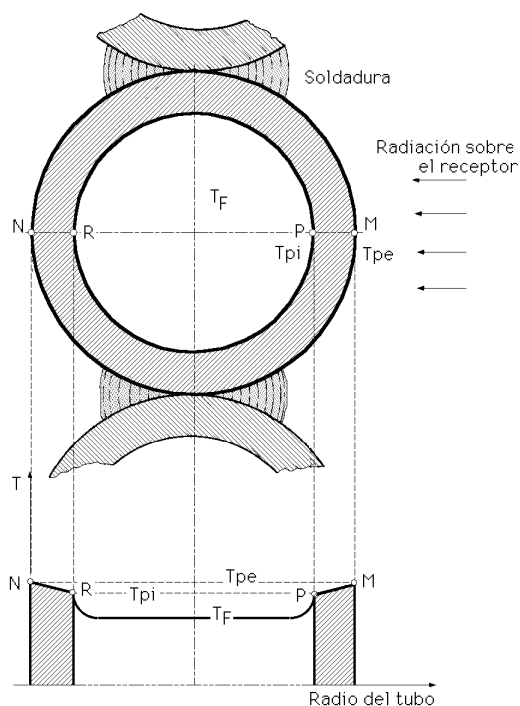


Fig XIII.3.- Temperaturas sobre los tubos que conforman la periferia del receptor

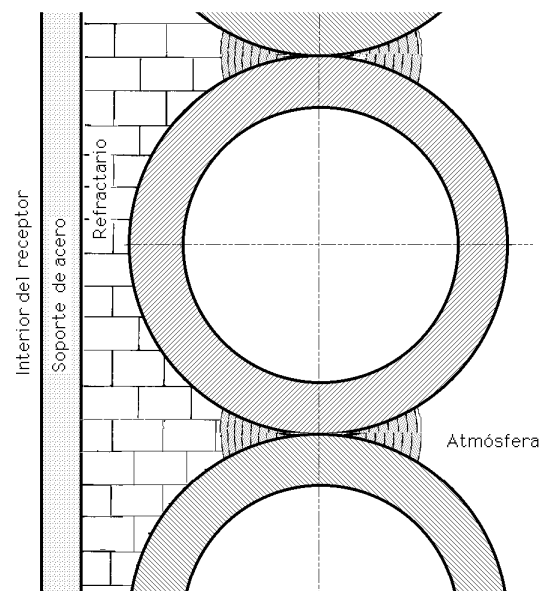


Fig XIII.4.- Aislamiento de los tubos

Debido a la continua variación del flujo térmico incidente, los tubos estarán expuestos externamente, por la parte que da a la atmósfera, a diferentes temperaturas que dependerán de la posición que ocupen respecto al campo de espejos, y de la hora del día.

Según la misión a desarrollar, se dividen en dos grupos, unos, tubos vaporizadores, por los que el fluido circularía en flujo ascendente, y el resto, tubos recalentadores del vapor saturado seco obtenido en los vaporizadores, en flujo descendente.

Un cálculo previo de los procesos que podrían tener lugar permite proponer que los tubos vaporizadores pueden ser los 2/3 del total. Estos tubos irían conectados por su parte inferior a una superficie toroidal, que a su vez actuaría de distribuidora del líquido a vaporizar.

Para simplificar resultados, se puede considerar que el fluido a vaporizar es agua, y que antes de introducirla en el distribuidor se precalentaría, por ejemplo, a una temperatura media de 200°C mediante extracciones de vapor de la turbina; la presión de trabajo se puede fijar en 150 atm.

La velocidad de circulación del agua líquida por los tubos tiene que ser muy pequeña, del orden de unos pocos cm/seg, con el fin de que los números de Reynolds que intervengan en la circulación sean menores de 70.000, para obtener coeficientes de rozamiento que proporcionen coeficientes de transmisión de calor compatibles con las dimensiones del sistema receptor.

La parte superior de los tubos vaporizadores comunicaría con otro tubo toroidal que actuará como mezclador de los vapores obtenidos en aquellos, al tiempo que funcionará también como separador de vapor-fase húmeda, por cuanto habría que suponer que en todos los tubos no se obtendrá vapor de las mismas características; a este respecto podrá tenerse en cuenta que, según comprobaciones realizadas en vaporizadores acuatubulares de centrales térmicas convencionales, generalmente se obtiene un vapor casi saturado con porcentajes de humedad inferiores al 1%, por lo que es de esperar aquí un comportamiento similar, resultando finalmente en el toro, un vapor de

agua homogéneo, de una entalpía determinada, que habrá que recalentar a la presión de 150 atm hasta una temperatura de, por ejemplo, 550°C, que corresponden a las condiciones finales del vapor que sería deseable obtener.

Este proceso se realizará en los tubos recalentadores, los cuales, por su parte superior estarán en comunicación con el mezclador de vapores, y por su parte inferior con otra superficie tórica en la que se mezclarán los diversos vapores recalentados, para así obtener un vapor final que se enviará a las turbinas de trabajo.

La disposición tubular será tal, que los tubos vaporizadores irán colocados en grupos de dos, y entre estos grupos irá colocado un tubo recalentador. Este diseño particular tiene como único objetivo explorar las posibilidades de aplicación de esta supuesta planta de potencia de energía solar.

El flujo de energía solar que incide sobre el receptor será captado solamente, como es lógico, por la superficie exterior del receptor, lo cual supone que cada tubo sólo podrá ofrecer la mitad de su superficie lateral a este flujo térmico, quedando oculta a él la otra mitad.

De acuerdo con la Fig XIII.3, si se considera que la temperatura media de la atmósfera es $T_a = 20^\circ\text{C}$, la temperatura media de la pared exterior de los tubos T_{pe} , la de la pared interior de los tubos T_{pi} , y la del fluido que circula por su interior en una sección determinada T_F , es de esperar que debido a la buena conductividad térmica de los tubos metálicos, y a su espesor 20 mm), se consiga una distribución de temperaturas tal, que la del punto N sea muy próxima a la del punto M; además, los tubos también irradiarán energía hacia el exterior del receptor, por lo que habrá que aislar térmicamente su parte oculta con un material refractario, como se muestra en la Fig XIII.4, pudiéndose aceptar entonces que la temperatura de los tubos en puntos equidistantes de sus ejes, sobre una misma sección transversal, será prácticamente uniforme.

La dirección del flujo térmico incidente no es única por cuanto que si se considera un tubo cualquiera, podrá interpretarse éste como la línea imagen sobre un plano tangente al receptor en esa línea, y por lo tanto, quedará comprendida dentro del ángulo $2\theta_{tp}$. Al hacer estas consideraciones se tendrá en cuenta que en ellas influirán la elección de un material adecuado para la construcción de los tubos, y el refractario empleado en el aislamiento térmico.

XIII.3.- PERDIDAS TÉRMICAS EN EL RECEPTOR

De toda la energía que incide sobre el receptor procedente del concentrador, una parte se perderá a la atmósfera por conducción-convección, y otra por radiación, de forma que tan solo una parte de la radiación incidente será absorbida y transmitida al fluido motor. Puesto que los dos tipos de transmisión de calor tienen lugar en paralelo, la energía recibida por unidad de tiempo y superficie se igualará con las pérdidas totales de calor, en el supuesto de que los alrededores se comporten como cuerpo transparente, es decir,

$$q_i = q_c + q_r + q_F = h_{cF}(T_{pe} - T_0) + \epsilon_{pe} T_e^4 + q_F$$

en la que,

q_F es la energía transmitida al fluido motor a la temperatura T_e

q_c es la densidad de flujo térmico por conducción-convección

q_r es la densidad de flujo de calor por radiación

h_{cF} es el coeficiente convectivo de transmisión de calor

σ es la constante de Stefan-Boltzman

ϵ_{pe} es el coeficiente de emisión del receptor, que dependerá de su geometría y del material de que está construido, y que supondremos aproximadamente 0,1

Considerando

$$q = \epsilon_{pe} (T_{pe}^4 - T_0^4)$$

con T_0 temperatura ambiental, el error que se comete es del orden del 0,2%, por lo que lo se puede despreciar.

De acuerdo con estos supuestos, se puede admitir que el receptor se comporta como un cuerpo gris, por emitir a la atmósfera parte de la radiación que recibe, mientras que ésta se comportará como un cuerpo transparente, por cuanto la energía que reciba del receptor no la volverá a emitir, ya que algunos de los gases que contiene, capaces de irradiar energía, como el CO_2 y el vapor de agua. están en muy pequeña proporción, como sabemos.

Podemos considerar que la pérdida de energía que experimenta el receptor por convección natural al aire, más la pérdida por convección forzada del fluido motor, es igual a la diferencia de energía radiante

$$A_R (T_{pe}^4 - T_{pe}^4)$$

que resulta de contemplar al receptor como cuerpo negro y cuerpo gris, de superficie A_R , superficie lateral del receptor cilíndrico vertical).

A partir de la ecuación anterior se pueden obtener las temperaturas medias T_{pe} que adquiriría la superficie del receptor, para las distintas relaciones de concentración que lleguen a él, admitiendo que $\epsilon_{pe} = 0,1$ que supone una energía disponible del 90% de la incidente, en todos los casos.

En la Tabla XIII.2 se indican las temperaturas que alcanzaría la superficie del receptor para distintas potencias de incidencia sobre el mismo, así como las pérdidas que experimentaría el receptor por radiación en %, suponiendo que A_R no es una superficie ondulada, sino cilíndrica .

Tabla XIII.2

Potencia incidente (MW)	200	100	50	25
Temperatura receptor °C	1203	967	770	606
Pérdidas por radiación %	10	10	10	10

Si se pretende que la temperatura a alcanzar en el vapor recalentado sea de 550°C, hay que tener en cuenta que la temperatura del receptor debe ser suficientemente alta para conseguir este estado final del vapor; por esta razón, durante las primeras horas de la mañana, la energía recibida se destinará a la puesta a punto del receptor, mientras que se aprovecharían al máximo las horas de insolación próximas al mediodía, que serán las que proporcionen las máximas densidades de energía sobre el mismo.

Por lo que respecta al coeficiente de transmisión de calor por convección natural h_{ce} sus valores pueden obtenerse con ayuda de las Tablas de constantes termodinámicas del aire. Este coeficiente puede determinarse a partir del número de Nusselt, mediante la ecuación,

$$h_{ce} = \frac{0,129 k \sqrt[3]{Gr Pr}}{L}$$

en donde Gr y Pr son respectivamente los números de Grashoff y Prandtl, k el coeficiente de conductividad térmica del aire y L la altura del cilindro receptor.

Como tanto Gr como Pr y k , dependen de la temperatura, las pérdidas por convección natural del aire, $h_{ce}(T_{pe} - T_0)$, también dependerán de la temperatura y, por lo tanto, de la energía que reciba el receptor.

Así, por ejemplo, para una potencia de 200 MW, tendremos:

$$\text{Temperatura para el cálculo de las propiedades del aire, } \hat{T} = \frac{T_{pe} + T_0}{2} = \frac{1203 + 20}{2} = 611,5^\circ\text{C}$$

$$\text{Número de Prandtl, } Pr_{611,5^\circ\text{C}} = 0,7$$

$$\text{Coeficiente de conductividad térmica del aire, } k_{aire} = 0,069 \frac{\text{Kcal}}{\text{h m } ^\circ\text{C}} = 8,022 \cdot 10^{-5} \frac{\text{KW}}{\text{m } ^\circ\text{C}}$$

$$= \frac{1}{273 + \frac{T_{pe} + T_0}{2}} = \frac{1}{273 + \frac{1203 + 20}{2}} = 1,13 \cdot 10^{-5}$$

$$T = T_{pe} - T_0 = 1203 - 20 = 1183^\circ\text{C}$$

$$\text{Viscosidad cinemática del aire, } \nu_{aire} = 213 \cdot 10^{-6} \frac{\text{m}^2}{\text{seg}}$$

$$\text{Número de Grashoff, } Gr = \frac{g T L^3}{2} = \frac{9,8 \times 1,13 \cdot 10^{-3} \times 1183 \times 17^3}{(213 \cdot 10^6)^2} = 1,42 \cdot 10^{12}$$

$$h_{ce} = 5,40 \frac{\text{Kcal}}{\text{h m}^2 ^\circ\text{C}}$$

Las pérdidas térmicas por convección natural para la pared cilíndrica son,

$$q_e = 6,27 \cdot 10^{-3} \times 747,7 \times 1183 = 5,5 \text{ MW, para 200 MW incidentes.}$$

En la Tabla XIII.3 se indican estas pérdidas para diversas potencias incidentes, sus porcentajes, y los correspondientes a las pérdidas totales a la atmósfera,

Las pérdidas por convección natural son prácticamente constantes a partir de los 100 MW, obteniéndose para 200 MW unas pérdidas totales a la atmósfera del 12,75%.

Para las posiciones aparentes más bajas del Sol, no sólo se reflejaría menos energía, sino que también el porcentaje de pérdidas sería mayor.

Tabla XIII.3

Potencia incidente (MW)	200	100	50	25
Pérdidas por convección natural en (MW)	5,5	4,79	3,97	3,34
Pérdidas por convección natural en %	2,75	4,79	7,94	13,36
Pérdidas totales en %	13	15	18	23

Teniendo en cuenta todas estas pérdidas, podemos considerar al receptor como un cuerpo negro, de temperatura,

$$T_{pe}^* = \sqrt[4]{\frac{Q_r}{A_R} + T_0^4}$$

en donde T_0 es la temperatura ambiente y Q_r representa la energía disponible por el receptor, o sea,

$$Q_r = A_R \{ (T_e^4 - T_e^{*4}) - h_{ce} (T_e - T_0) \}$$

Para 200 MW resultaría, $T_e^* = 1100^\circ\text{C}$; en la Tabla XIII.4 se expresan estas temperaturas.

Se observa cómo sólo para las posiciones más altas del Sol es previsible se obtenga un vapor recalentado a la temperatura deseada.

Tabla XIII.4

Potencia incidente (MW)	200	100	50	25
Temperatura T_e^* ($^\circ\text{C}$)	1100	875	685	520

XIII.4.- FUNCIONAMIENTO DE LOS TUBOS VAPORIZADORES Y RECALENTADORES

En lo que sigue, y para estudiar la vaporización del agua y su posterior recalentamiento, haremos las siguientes consideraciones. En los tubos vaporizadores dividimos el proceso en dos partes, en la primera, supondremos un precalentamiento del agua desde la temperatura de entrada en los tubos, por su parte inferior, hasta la temperatura de saturación, necesiándose para ello de una cierta longitud de tubo; en la segunda, se considera la vaporización propiamente dicha, según la cual, el agua pasará desde el estado líquido, hasta otro cercano al de vapor saturado seco, precisándose para ello del resto del tubo vaporizador, recogiénose los vapores en el toro colocado al final de los tubos, en su parte superior, y en donde se procederá a su uniformización como vapor único, dispuesto para ser recalentado en la etapa siguiente. En los tubos recalentadores al no existir cambio de estado, se podrá utilizar una formulación similar a la obtenida en la primera parte del tubo vaporizador.

ENERGÍA DISPONIBLE EN LOS TUBOS.- Hemos visto anteriormente, que la energía incidente q_i sobre el receptor, por unidad de tiempo y superficie, se descomponía en tres sumandos, q_c , q_r , y q_F , de los cuales el único que va a intervenir en los tubos vaporizadores y recalentadores va a ser q_F . La energía que se tiene disponible para la vaporización y recalentamiento, en la parte exterior del receptor, se repartirá más o menos uniformemente sobre los diversos tubos que conforman el mismo, de forma que ahora podamos estudiar estos fenómenos a nivel de tubo individual.

A su vez, como las paredes de los tubos por la parte que dan al interior del receptor, están térmicamente aisladas, es de suponer que las pérdidas térmicas por convección natural y radiación hacia el interior del espacio hueco del receptor sean prácticamente despreciables por lo que podemos considerar que la energía q_F disponible para cada tubo, por unidad de superficie, se va a utilizar íntegramente en el calentamiento del fluido motor; asimismo supondremos que esta energía se reparte uniformemente sobre la pared exterior del tubo, en toda su longitud.

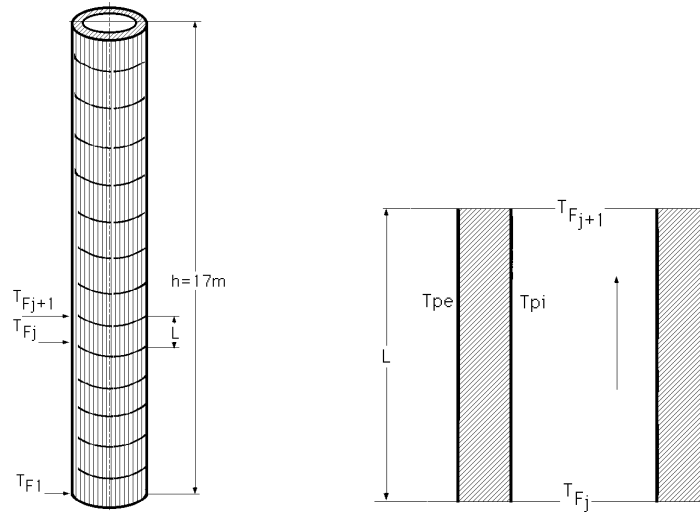


Fig XIII.5.- Tubo con intervalos de longitud característica L

Para estudiar tanto el proceso de precalentamiento del agua, como el de recalentamiento del vapor saturado seco, vamos a aplicar un modelo aproximado consistente en considerar en el tubo intervalos de longitud L, según la cual, el fluido está circulando por el tubo a una temperatura que pasará desde un valor T_{Fj} , al comienzo del intervalo, hasta la T_{Fj+1} al final de la longitud L, y a una velocidad u_{Fj} , variable con la temperatura, dado que también varía su densidad. La suma de las longitudes de los distintos intervalos permitirá determinar la longitud de tubo necesaria para llevar al fluido al estado final prefijado de antemano, según las condiciones de presión impuestas para el precalentamiento, que a su vez fijarán la temperatura de saturación, así como la presión y temperatura final para el recalentamiento.

Por lo que respecta a la vaporización propiamente dicha, al permanecer el fluido a la temperatura de saturación habrá que considerar intervalos de longitud L definidos por intervalos de título de vapor constante, como veremos más adelante.

En el proceso de la transmisión del calor entre la pared externa del tubo, a la temperatura T_{pe}^* y la del fluido a T_{Fj} , hay que considerar dividido dicho proceso en dos partes,

a) Transmisión de calor por conducción a través de la pared metálica del tubo, de espesor e , entre las temperaturas T_{pe}^* y T_{pi} siendo T_{pi} la temperatura media correspondiente a la pared interna del tubo de longitud L, en contacto con el fluido, de la forma,

$$Q_{Fj} = 2 \quad k_j \quad L \quad \frac{T_{pe}^* - T_{pi}}{\ln \frac{r_e}{r_i}}$$

en la que k_j es el coeficiente de conductividad térmica del material que conforma el tubo.

b) Transmisión de calor por convección forzada, desde la temperatura T_{pi} de la pared bañada por el fluido, a la temperatura T_{Fj} de éste, a través de la correspondiente capa límite, de la forma,

$$Q_{Fj} = 2 \quad r_i \quad L \quad h_{cFj} \quad (T_{pi} - T_{Fj})$$

en la que h_{cFj} es el coeficiente de transmisión de calor por convección forzada a la temperatura T_{Fj} , que depende de las características dinámicas del movimiento del fluido, y de las propiedades físicas del mismo, representadas por los números de Re y Pr respectivamente.

$$Q_{Fj} = \frac{T_{pe}^* - T_{pi}}{\frac{\ln \frac{r_e}{r_i}}{2 \quad L \quad k_j}} = \frac{T_{pi} - T_{Fj}}{\frac{1}{2 \quad r_i \quad L \quad h_{cFj}}} = 2 \quad L \quad \frac{T_{pe}^* - T_{Fj}}{\frac{\ln \frac{r_e}{r_i}}{k_j} + \frac{1}{r_i \quad h_{cFj}}}$$

de la que se deduce el gradiente de temperaturas correspondiente a la capa límite térmica, pared interior-fluido,

$$T_{pi} - T_{Fj} = \frac{T_{pe}^* - T_{Fj}}{\frac{r_i \quad h_{cFj}}{k_j} \ln \frac{r_e}{r_i} + 1} = \frac{Q_{Fj}}{2 \quad r_i \quad L \quad h_{cFj}}$$

y la temperatura a la que circula el fluido, T_{Fj} ,

$$T_{Fj} = T_{pe}^* - \frac{Q_j}{2 \quad L} \left(\frac{\ln \frac{r_e}{r_i}}{k_j} + \frac{1}{r_i \quad h_{cFj}} \right)$$

expresiones que tendremos que utilizar para determinar algunas de las constantes termodinámicas del fluido.

Mediante el estudio del flujo térmico radial a través de la superficie cilíndrica, podemos estudiar el flujo térmico cuando la pared exterior mantiene su temperatura constante, mientras que la T_{Fj} varía a lo largo del tubo.

Sin embargo, teniendo en cuenta que la longitud característica L se corresponde con las temperaturas en sus extremos definidas por T_{Fj} y T_{Fj+1} Fig XIII.5, la expresión que se obtiene para este tipo de flujo térmico, que es el que realmente acontece, es el correspondiente a un intercambiador de calor, en el que la temperatura de uno de los fluidos, el exterior, permanece constante,

$$Q_{Fj} = (U A)_i \frac{T_{1j} - T_{2j}}{\ln \frac{T_{1j}}{T_{2j}}} = (U A)_i (LMTD)$$

en la que,

$$T_{1j} = T_{pe}^* - T_{Fj}$$

$$T_{2j} = T_{pe}^* - T_{Fj+1}$$

siendo U_i el coeficiente global de transmisión de calor referido a la sección interior del tubo, de la forma,

$$U_i = \frac{1}{\frac{1}{h_{cFj}} + \frac{r_i}{k_j} \ln \frac{r_e}{r_i}}$$

A partir de la ecuación que proporciona el calor intercambiado Q_{Fj} se puede obtener la longitud de tubo necesaria para que el fluido incremente su temperatura desde T_{Fj} hasta T_{Fj+1} intervalo que se puede fijar de antemano.

CONDUCTIVIDAD TÉRMICA DE LOS TUBOS.- Para determinar la conductividad térmica del acero de los tubos, hacemos uso de la ecuación de B.Kock de la forma,

$$k_j = \frac{k_0}{1 + \frac{1}{1} + \frac{1}{2} + \dots + \frac{1}{n}}$$

en la que k_0 es la conductividad térmica del metal base componente fundamental de la aleación, a una temperatura determinada, y $\frac{1}{1}, \frac{1}{2}, \dots, \frac{1}{n}$, unos factores característicos de los metales adicionales de la aleación, y que dependen de los porcentajes en que se encuentren. Por lo que respecta al valor de k_0 se puede determinar por Tablas o por gráficas; en particular, si consideramos que estos tubos están fabricados, por ejemplo, con el acero F-321 según las normas españolas del Instituto del Hierro y del Acero, cuya composición química, en % es aproximadamente la siguiente,

$$C = 0,45 ; Mn = 1,2 ; Si = 1,3 ; Ni = 13,5 ; Cr = 13,5 ; W = 3 ; P = 0,03 ; S = 0,04$$

Así se obtiene,

$$C = 0,24 ; Mn = 0,56 ; Si = 0,86 ; Ni = 2,02 ; Cr = 1,50 ; W = 0,16$$

La línea representativa de la conductividad térmica del hierro puro, puede considerarse como una recta en el intervalo de temperaturas que estamos utilizando de la forma,

$$k_0 = - 0,03125 T + 50$$

en la que T viene dada en °C, por lo que la ecuación que define k_j quedará en la forma,

$$k_j = \frac{- 0,03125 T + 50}{6,34}$$

COEFICIENTE DE CONVECCIÓN.- Para estudiar el coeficiente h_{cF} de transmisión de calor, desde la pared interna del tubo cilíndrico al fluido que circula por su interior en convección forzada en régimen turbulento, se pueden utilizar las siguientes ecuaciones,

En *tubos lisos*, la ecuación de Dittus-Boelter,

$$\text{Nu} = 0,023 (\text{Re})^{0,8} (\text{Pr})^{0,4} \quad h_{cF} = 0,023 \frac{k_F}{d_i} (\text{Re})^{0,8} (\text{Pr})^{0,4}, \text{ para, } \begin{matrix} 0,7 < \text{Pr} < 160 \\ \text{Re} > 10.000 ; \frac{L}{d} > 60 \end{matrix}$$

Una correlación que permite una precisión aún mayor que la de Dittus-Boelter, es la de Polley, de la forma,

$$\text{St} = \exp[-3,796 - 0,205 \ln(\text{Re}) - 0,505 \ln(\text{Pr}) - 0,0225 \{\ln(\text{Pr})\}^2]$$

estando los valores del número de Prandtl comprendidos en el intervalo $0,5 < \text{Pr} < 3.000$

En *tubos rugosos*, se puede utilizar la ecuación de Petukhov de la forma,

$$\text{Nu}_d = \frac{\text{Re}_d \text{Pr}}{X} \frac{1}{8} \left(\frac{F}{pF} \right)^n, \text{ con, } X = 1,07 + 12,7 (\text{Pr}^{2/3} - 1) \sqrt{\frac{F}{8}}$$

$$\begin{aligned} &10^4 < \text{Re} < 5 \cdot 10^6 ; \quad 0,5 < \text{Pr} < 200 ; \quad \text{error: } 5 \text{ a } 6 \% \\ \text{en el campo, } &10^4 < \text{Re} < 5 \cdot 10^6 ; \quad 0,5 < \text{Pr} < 2000 ; \quad \text{error: } 10 \% \\ &0 < \frac{F}{pF} < 40 \end{aligned}$$

$n = 0,11$ para calentamiento con T_{pF} uniforme

$n = 0,20$ para enfriamiento con T_{pF} uniforme

$n = 0$ para flujo de calor uniforme, o gases

$$\begin{aligned} \text{El valor de } \epsilon, \text{ factor de fricción es, } &\text{Re} < 2 \cdot 10^4 ; \quad \epsilon = 0,316 \text{ Re}^{-0,25} \\ &\text{Re} > 10^4 ; \quad \epsilon = (1,82 \lg \text{Re} - 1,64)^{-2} \\ &2 \cdot 10^4 < \text{Re} < 3 \cdot 10^5 ; \quad \epsilon = 0,184 \text{ Re}^{-0,2} \\ &\text{Hermann, } 7 \cdot 10^4 < \text{Re} < 10^6 ; \quad \epsilon = 0,0054 + 0,369 \text{ Re}^{-0,3} \end{aligned}$$

tomándose las propiedades del fluido a la temperatura media T_F , excepto p_F que lo es a la temperatura de la pared T_{pF} ; el parámetro ϵ se utiliza para expresar el efecto de la diferencia de temperaturas del fluido T_F , y de la pared T_{pF} , sobre las propiedades del fluido y se aplica en aquellos casos en que la viscosidad del fluido cambie marcadamente con la temperatura, $\mu = \mu(T)$; en muchos casos, ϵ se considera la unidad, siendo de interés en los fluidos muy viscosos.

También en tubos rugosos se puede utilizar la ecuación de Von Kàrmàn, de la forma,

$$h_{cF} = c_F u_F \frac{1}{8 \left[\left(1 + 5 \sqrt{\frac{F}{8}} \right) \{ (\text{Pr} - 1) + \ln \frac{5 \text{Pr} + 1}{6} \} \right]}$$

en la que c_F viene determinada por las mismas ecuaciones anteriores.

VELOCIDAD DE ENTRADA DEL AGUA EN LOS TUBOS.- Con la formulación así desarrollada, si por ejemplo suponemos que la energía incidente sobre el receptor fuera de 200 MW, la energía que sería absorbida por éste, para unas pérdidas a la atmósfera del 13%, sería de 174 MW ó 149.727.000 Kcal/hora. Como hemos fijado el número de tubos en 228, a cada uno le corresponderá un flujo térmico de, $Q_R = 656.700$ Kcal/h, y teniendo en cuenta que en cada tubo vaporizador se parte de una entalpía específica inicial del agua de 204 Kcal/kg, mientras que la entalpía del vapor saturado seco al final del tubo es de 625,6 Kcal/kg, la cantidad de agua que vaporizará por hora y por tubo, será,

$$G = \frac{Q_R}{i_{vs} - i_1} = \frac{656.700 \frac{\text{Kcal}}{\text{hora}}}{(625,6 - 204) \frac{\text{Kcal}}{\text{Kg}}} = 1557 \frac{\text{Kg}}{\text{hora}}$$

y como el número de tubos vaporizadores es 2/3 del total, es decir, 152, la cantidad total de agua a vaporizar por hora será de 236,75 Tm/hora.

La velocidad de entrada del agua en cada uno de los tubos la calculamos a partir del gasto correspondiente,

$$u_F = \frac{G v_L}{S_{\text{transv}}} = \frac{\frac{1557 \text{ Kg}}{3600 \text{ seg}} \times 0,001157 \frac{\text{m}^3}{\text{Kg}}}{0,0177 \text{ m}^2} = 0,028 \frac{\text{m}}{\text{seg}}$$

en la que v_L es el volumen específico del agua a 200°C y 150 Atm de presión, y $S_{\text{transversal}}$ la sección transversal del tubo vaporizador correspondiente a $d_i = 0,15$ metros.

El valor de la velocidad así obtenida es muy bajo si se la compara con el correspondiente a otros vaporizadores acuatubulares de centrales térmicas convencionales, por lo que los coeficientes de convección serán también relativamente muy bajos.

PROCESO DE CALENTAMIENTO-EVAPORACION.- Para interpretar, al menos aproximadamente, el mecanismo de la transmisión de calor en el tubo vaporizador, vamos a realizar un cálculo numérico, para lo cual podemos suponer dividida la zona de calentamiento en dos partes; en la primera, consideraremos que el agua se calienta desde 200°C hasta 340,6°C, sin cambio de estado, por lo que se pueden aplicar las ecuaciones de Colburn y Von Kàrmàn, y en la segunda, en que se produce la vaporización propiamente dicha, a 340,6°C, utilizaremos la ecuación de David y David.

Por lo que respecta al tramo de calentamiento, le podemos subdividir a su vez en intervalos de longitud de tubería en los que el agua incrementa su temperatura en 20°C, y considerar que cada uno de ellos toma sus constantes físicas características a partir de la temperatura media correspondiente al intervalo, tanto en la pared bañada por el agua, como la propia agua que circula.

Con el fin de obtener órdenes de magnitud, vamos a realizar estos cálculos para el intervalo de temperaturas comprendido entre 200°C y 220°C.

Para hallar la longitud L , mínima necesaria para producir el calentamiento del fluido en este intervalo de temperaturas, tendremos en cuenta lo siguiente:

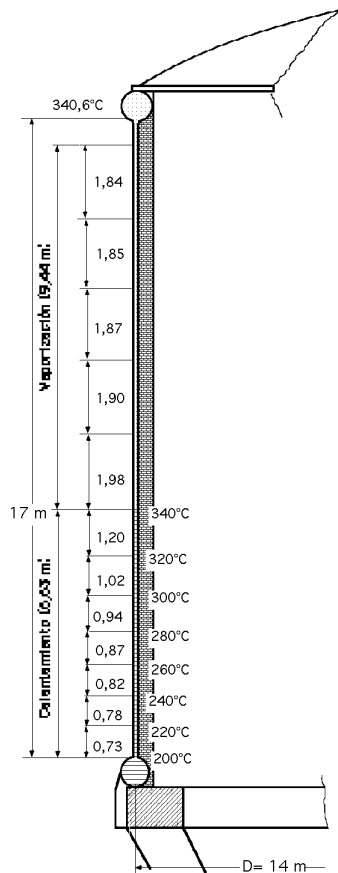


Fig XIII.6.- Tubo vaporizador

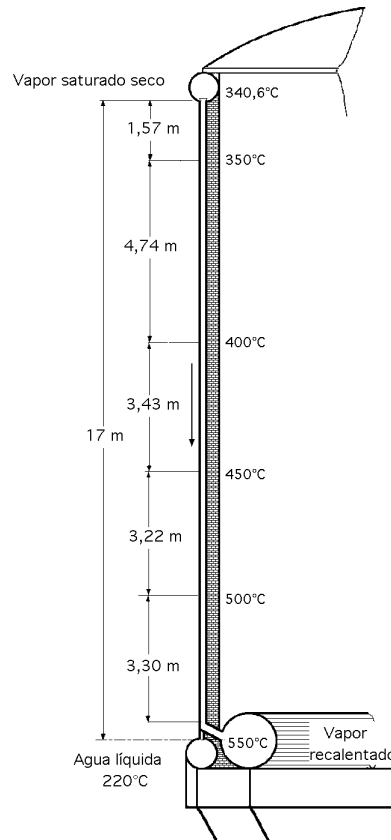


Fig XIII.7.- Tubo recalentador

a) La energía Q_{R1} que necesita el agua se obtiene hallando la variación que experimenta su entalpía específica.

Como a 200°C es de 204 Kcal/kg, y a 220°C es de 225,4 Kcal/kg, resulta que, para el gasto G prefijado se tiene,

$$Q_{R1} = G \cdot i_1 = 1557 \frac{\text{Kg}}{\text{hora}} (225,4 - 204) \frac{\text{Kcal}}{\text{Kg}} = 33.340 \frac{\text{Kcal}}{\text{hora}}$$

b) El coeficiente k de conductividad térmica en el acero, se calcula a la temperatura,

$$T = \frac{T_{pF}^* + T_{Fj}}{2} = \frac{1000 + 210}{2} = 655^\circ\text{C}$$

y vale, $k = 4,66 \text{ Kcal/h.m.}^\circ\text{C}$

c) El coeficiente global de transmisión de calor U^* vale,

$$U^* = \frac{2}{\frac{2}{199,1} + \frac{0,15}{4,66} \ln \frac{0,19}{0,15}} = 113,25 \frac{\text{Kcal}}{\text{h m}^2 ^\circ\text{C}}$$

d) La longitud L de tubería se obtiene a partir de la ecuación,

$$Q_{Fj} = (U A)_i \frac{T_{1j} - T_{2j}}{\ln \frac{T_{1j}}{T_{2j}}} = (U A)_i (\text{LMTD})$$

$$A_i = 2 r_i L$$

$$\text{siendo, } T_{1j} = 1100 - 200 = 900^\circ\text{C}$$

$$T_{2j} = 1100 - 220 = 880^\circ\text{C}$$

por lo que la longitud del tramo de tubería correspondiente vale,

$$L = \frac{Q_{R1} \ln \frac{T_{1j}}{T_{2j}}}{2 r_i U (T_{1j} - T_{2j})} = \frac{33340 \ln \frac{900}{880}}{2 \times 0,075 \times 113,25 (900 - 880)} = 0,75 \text{ m}$$

En los demás intervalos en los que no haya cambio de estado, se ha procedido de la misma forma, obteniéndose los resultados que se expresan en las Tablas XIII.5, 6 y 7.

Por lo que respecta a la vaporización, que se tiene que producir en el mismo tubo, a continuación del calentamiento, consideraremos dividido este tramo en intervalos de título de vapor x constante, por ejemplo de 0,2, por cuanto aquí no podemos proceder como en el caso anterior, por permanecer la temperatura del fluido constante.

Tabla XIII.5 (Con $\lambda = 0,3164/(\text{Re})^{0,25}$)

Temperatura	200	220	240	260	280	300	320	340
c_F (Kcal/Kg.°C)	1,074	1,101	1,137	1,185	1,268	1,4	1,53	2
ρ_F (Kg/m ³)	865	840	814	784	742	712	667	610
k (Kcal/h.m.°C)	0,57	0,56	0,55	0,53	0,5	0,47	0,42	0,37
μ (Kg/h.m)	0,49	0,45	0,42	0,39	0,36	0,33	0,31	0,28
Pr	0,92	0,88	0,87	0,87	0,92	1	1,18	1,51
u_F (m/seg)	0,028	0,029	0,03	0,031	0,033	0,035	0,037	0,04
Re	26900	29450	31800	34500	36900	39900	42850	47400
	0,025	0,024	0,024	0,023	0,023	0,022	0,022	0,021

Tabla XIII.6

T_F (°C)	210	230	250	270	290	310	330
T_i (°C)	750	745	740	735	731	728	724
\hat{T}_F (°C)	480	4875	495	5025	5105	519	527
$c_{F(T)}$ (Kcal/Kg°C)	1,032	1,028	1,025	1,022	1,019	1,015	1,011
ρ_i (Kg/h.m)	0,142	0,142	0,141	0,140	0,139	0,139	0,139
$\hat{\rho}_{F(T)}$ (Kg/h.m)	0,107	0,108	0,108	0,110	0,112	0,113	0,113
$k_{F(T)}$ (Kcal/°C.h.m)	0,054	0,055	0,055	0,056	0,057	0,058	0,059
$\rho_F \times 10^3$ (m ² /hora)	0,600	0,620	0,640	0,650	0,670	0,700	0,710
Re (u_F)	7125	7137	7150	7328	7610	7715	8190
Pr	2,045	2,019	1,995	2,008	2,002	1,961	1,936
(Blasius)	0,250	0,024	0,024	0,023	23,000	0,022	0,022

Tabla XIII.7

Intervalo	200-220	220-240	240-260	260-280	280-300	300-320	320-340
(Kg/m ³)	852	827	799	763	727	690	939
c _F (Kcal/Kg°C)	1,088	1,119	1,163	1,229	1,334	1,465	1,765
u _F (m/seg)	0,029	0,03	0,031	0,032	0,034	0,036	0,039
	0,025	0,024	0,024	0,023	0,023	0,022	0,022
Pr	2,045	2,019	1,995	2,008	2,002	1,961	1,936
h _{cF} (Kcal/h.m ² .C)	199,1	203,7	209,1	216,5	234,9	258,2	304,2
k _{acero} (Kcal/h.m.°C)	4,66	4,61	4,56	4,51	4,46	4,41	4,36
U (Kcal/h.m ² .°C)	113,3	114,2	115,3	117	121,5	126,7	136
Q (Kcal/h)	33340	35030	36120	37860	40190	43530	49350
L (metros)	0,73	0,78	0,82	0,87	0,94	1,02	1,1

La ecuación que nos va a permitir simular este proceso es la propuesta por David y David, de la forma,

$$\frac{h_{cF} d_i}{k_1} = 0,06 \left(\frac{1}{v} \right)^{0,28} \left(\frac{G^* d_i}{x} \right)^{0,87} (Pr)_1^{0,4}$$

siendo, $G^* = 3600 \quad x \quad u_x \text{ kg/h.m}^2$, en las que los subíndices indican las condiciones en que deben tomarse las constantes físicas que intervienen,

$$k_1 = 0,572 \frac{\text{Kcal}}{\text{h.m.}^\circ\text{C}}, \quad 1 = 610 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}, \quad v = 42,7 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}, \quad Pr_1 = 1,51$$

Con estos datos se obtiene,

$$h_{cF} = 0,1906 \left(\frac{G^* d_i}{x} \right)^{0,87}$$

en la que el subíndice x indica que el paréntesis hay que calcularle con los datos relativos al título correspondiente.

A título de ejemplo de cálculo, determinaremos L en aquellos tramos de tubo en los que se cumpla que el vapor húmedo incrementa su título en 0,2. Con los datos físicos que se expresan en la Tabla XIII.8, para los diversos intervalos, el cálculo de la longitud $L_{0-0,2}$ correspondiente al intervalo de título 0-0,2 se determina como sigue,

$$Q_{Fj} = (U A)_i \frac{T_{1j} - T_{2j}}{\ln \frac{T_{1j}}{T_{2j}}} = (U A)_i (LMTD)$$

en la que, al tratarse de una vaporización, y ser la temperatura del medio exterior constante $T_{1j} = T_{2j}$, por lo que dicha ecuación queda indeterminada; aplicando L'Hôpital resulta,

$$Q_{0,02} = (U A)_i \quad T = U_i \quad 2 \quad r_i \quad L_{0-0,2} \quad T$$

siendo, $T = T_i - T_{Fj}$

Tabla XIII.8.- Constantes de vaporización

Título(x)	0	0,2	0,4	0,6	0,8	1
$u_F(x)$ (m/seg)	0,04	0,088	0,136	0,184	0,232	0,28
x (Kg/m ³)	610	506,6	403,4	300	196,5	93,2
$F(x)$ (Kg/h.m)	0,49	0,41	0,33	0,25	0,17	0,09
$10^3 \times (m^2/hora)$	0,566	0,657	0,748	0,839	0,93	1,021
G^* (Kg/h.m ²)	87840	160490	197455	198720	164170	93945

Para realizar el cálculo de $L_{0-0,2}$ necesitamos conocer $U_i = U(h_{cF}, k)$, así como $Q_{0-0,2}$ a partir de las entalpías específicas del agua líquida y del vapor húmedo.

a) Cálculo de h_{cF} . Utilizando la ecuación,

$$h_{cF} = 0,1906 \left(\frac{G^* d_i}{x} \right)^{0,87}$$

se obtiene, Para, $x = 0$, $h_{cF} = 0,1906 \left(\frac{3600 \times 0,04 \times 610 \times 0,15}{0,49} \right)^{0,87} = 1361 \frac{\text{Kcal}}{\text{h.m}^2 \cdot ^\circ\text{C}}$

Para, $x = 0$, $h_{cF} = 0,1906 \left(\frac{3600 \times 0,088 \times 506,6 \times 0,15}{0,41} \right)^{0,87} = 2685 \frac{\text{Kcal}}{\text{h.m}^2 \cdot ^\circ\text{C}}$

por lo que un valor medio para h_{cF} en este intervalo es,

$$h_{cF} = 2023 \frac{\text{Kcal}}{\text{h.m}^2 \cdot ^\circ\text{C}}$$

b) Cálculo de k . Mediante la ecuación,

$$k = \frac{-0,03125 T + 50}{6,34}$$

en la que T viene dada por, $T = \frac{T_{pF} + T_{Fj}}{2}$, se obtiene,

$$k = \frac{(-0,03125 \times 720,3) + 50}{6,34} = 4,34 \frac{\text{Kcal}}{\text{h.m}^2 \cdot ^\circ\text{C}}$$

c) Cálculo del coeficiente global U_i de transmisión de calor

$$U_i = \frac{2}{\frac{2}{2023} + \frac{0,15}{4,34} \ln \frac{0,19}{0,15}} = 218 \frac{\text{Kcal}}{\text{h.m}^2 \cdot ^\circ\text{C}}$$

d) Cálculo de T_{pi} . Como la energía total por tubo es de 656.700 Kcal/hora, y el área lateral del tubo en contacto con el fluido de 8,01 m², podemos asignar al flujo de calor el valor de 81.985 Kcal/hora.m², por lo que siendo k y e conocidos, obtenemos para la temperatura interna,

$$Q_{Fj} = 2 k_j L \frac{T_{pe}^* - T_{pi}}{\ln \frac{r_e}{r_i}}$$

$$T_{pi} = T_{pe}^* - Q_{Fj} \frac{\ln \frac{r_e}{r_i}}{2 k_j L} = T_{pe}^* - \frac{Q_{Fj}}{2 r_i L} \frac{r_i \ln \frac{r_e}{r_i}}{k_j} =$$

$$= 1.100 - 81.985 \frac{0,075 \ln \frac{0,19}{0,15}}{4,34} = 765^\circ\text{C}$$

e) El calor $Q_{0-0,2}$ aplicado al fluido en este intervalo, se determina a partir de la variación de entalpía específica correspondiente, siendo el calor latente del cambio de fase de 243,7 Kcal/kg, luego,

$$Q_{0-0,2} = 1.555 \frac{\text{kg}}{\text{hora}} (0,2 \times 243,7) \frac{\text{Kcal}}{\text{Kg}} = 75.900 \frac{\text{Kcal}}{\text{hora}}$$

que se mantiene constante, a su vez, para todos los demás intervalos durante la vaporización

Tabla XIII.9

Intervalo	0,0-0,2	0,2-0,4	0,4-0,6	0,6-0,8	0,8-1,0
h_{cF} (Kcal/h.m ² .°C)	2023	3285	4430	5432	6095
k (Kcal/h.m.°C)	4,34	4,34	4,34	4,34	4,34
U (Kcal/h.m ² .°C)	218	228	232	234	235
T_i (°C)	765	765	765	765	765
Q (Kcal/hora)	75900	75900	75900	75900	75900
L (metros)	1,98	1,9	1,87	1,85	1,34

f) **Cálculo de $L_{0-0,2}$** - Con los valores obtenidos se tiene finalmente para el intervalo entre los títulos $x = 0$ y $x = 0,2$ es, $L_{0-0,2} = 1,98$ metros

Por el mismo método se han calculado las longitudes $L_{j-j+0,2}$ hasta el título $x = 1$ correspondiente al vapor saturado seco; los resultados vienen compendiados en la Tabla XIII.9.

En la Fig XIII.6 hemos esquematizado el proceso indicando las longitudes de calentamiento y vaporización.

PROCESO DE RECALENTAMIENTO.- Por lo que respecta al recalentamiento del vapor obtenido en los tubos vaporizadores, se puede suponer que éste arrastra una pequeña cantidad de agua líquida, inferior a un 1% del peso del vapor obtenido; como por cada dos tubos vaporizadores existe un tubo recalentador, por el que el vapor circulará de arriba hacia abajo, resulta que el flujo de vapor a recalentar por tubo sería de 3.114 kg/hora, con un aporte energético de 656.700 Kcal/hora.

Para conocer la energía suministrada al vapor durante su recalentamiento, haremos uso de la expresión,

$$Q_r = G \{ (i_{vF} - i_{vS}) + C r_{l-v} \}$$

en la que,

i_{vF} es la entalpía correspondiente al estado final del vapor recalentado

i_{vS} es la entalpía correspondiente al vapor saturado seco, de valor 625,5 Kcal/kg

C es el número de kg de agua arrastrados por 1 kg de vapor al final del tubo vaporizador, y que podemos estimar en 0,005 kg

r_{l-v} es el calor latente de vaporización

La superficie de intercambio térmico S_L es,

$$S_L = \frac{G (i_{vF} - i_{vs}) \ln \frac{T_{1j}}{T_{2j}}}{k (T_{1j} - T_{2j})}, \text{ siendo, } \begin{aligned} T_{1j} &= T_{pe}^* - T_{Fj} \\ T_{2j} &= T_{pe}^* - T_{Fj+1} \end{aligned}$$

y el valor de la entalpía final prevista para el vapor recalentado en estas condiciones, a la presión de 150 Atm, es,

$$i = \frac{656.700 \frac{\text{Kcal}}{\text{hora}}}{3.114 \frac{\text{kg}}{\text{hora}}} + 625,5 \frac{\text{Kcal}}{\text{kg}} - (0,005 \times 244,7) \frac{\text{Kcal}}{\text{kg}} = 837,6 \frac{\text{Kcal}}{\text{kg}}$$

que se corresponde con una temperatura final ligeramente superior a los 550°C prefijados de antemano.

Tabla XIII.10

Temperaturas	340,6	350	400	450	500	550
c_{pF} (Kcal/Kg°C)	1,02	1,039	1,058	1,044	1,023	1,001
f_F (Kcal/h.m)	0,09	0,092	0,097	0,103	0,1	0,116
k_F (Kcal/h.m.°C)	0,041	0,042	0,046	0,051	0,056	0,061
ρ_F (Kg/m³)	88,18	83,3	62	52,9	47	42,7
u_F (m/seg)	0,56	0,55	0,8	0,93	1,05	1,16
$10^6 n_F$ (m²/seg)	0,284	0,311	0,44	0,54	0,651	0,752
Pr	2,239	2,276	2,231	2,108	2,009	1,904
Re	295775	284500	272725	258330	242300	232000
(Hermann)	0,013	0,0139	0,014	0,0142	0,0143	0,0145
k_{acero} (Kcal/h.m.°C)	4,32	4,31	4,19	4,07	3,94	3,82

Tabla XIII.11

Temperaturas	530	535	555	575	592	610
c_F (Kcal/Kg°C)	1,01	1,008	0,999	0,99	0,983	0,976
f_F (Kcal/h.m)	0,1138	0,1145	0,117	0,1195	0,1224	0,1242
k_F (Kcal/h.m.°C)	0,059	0,0596	0,062	0,064	0,0655	0,0675
ρ_F (Kg/m³)	44,34	43,9	42,3	40,9	39,82	38,81
u_F (m/seg)	0,56	0,59	0,8	0,93	1,05	1,16
$10^6 \times f_F$ (m²/seg)	0,71	0,72	0,77	0,81	0,85	0,89
Pr	1,948	1,937	1,885	1,849	1,837	1,796
Re	118300	122900	155850	172225	185300	195500
	0,016	0,0164	0,0156	0,0153	0,0151	0,0149

Para hallar los coeficientes de transmisión de calor por convección forzada h_{cF} , haremos uso de las ecuaciones de Colburn y Von Kàrmàn, en forma análoga a la etapa de calentamiento, por no existir cambio de estado, habiéndose dividido la longitud del tubo en una serie de tramos, en el primero de los cuales el vapor incrementa su temperatura desde los 340,6°C hasta los 350°C, y en

intervalos de 50°C en los restantes, resultados que hemos reunido en las Tablas XIII.10 y 11.

Tabla XIII.12.- Von Kàrmàn

Intervalo	340,6-350	350-400	400-450	450-500	500-550
(Kg/m³)	85,74	72,65	57,45	49,95	44,85
c _F (Kcal/Kg°C)	1,03	1,0485	1,051	1,034	1,012
u _F (m/seg)	0,58	0,7	0,87	0,99	1,11
	0,0137	0,0139	0,0111	0,01425	0,0144
Pr (T _F)	1,943	1,911	1,867	1,843	1,817
h _{cF} (Kcal/h.m².°C)	238,6	253,5	253,9	253,3	244,3

Tabla XIII.13.- Longitudes de recalentamiento

h _{cF} (medio) (Kcal/h.m².°C)	246,5	257,3	256,7	250	243,9
k _{acero} (Kcal/h.m².°C)	4,32	4,25	4,13	4,01	3,88
U (Kcal/h.m².°C)	122,5	124,1	122,1	118,7	115,4
Q (Kcal/hora)	68500	200850	133000	112700	103100
L (metros)	1,57	4,74	3,43	3,22	3,3

En la Tabla XIII.12 hemos hallado los coeficientes h_{cF} de Von Kàrmàn.

Asimismo, los valores de los intervalos L expresados en la Tabla XIV-13 a partir de los valores medios de h_{cF} conseguidos con las ecuaciones anteriormente citadas.

Analizando los resultados obtenidos se llega a la conclusión de que el diseño del receptor elegido, permitiría simular la obtención de un vapor recalentado a 150 Atm y temperatura final comprendida entre 550°C y 570°C, para los 200 MW de energía incidente sobre el receptor.

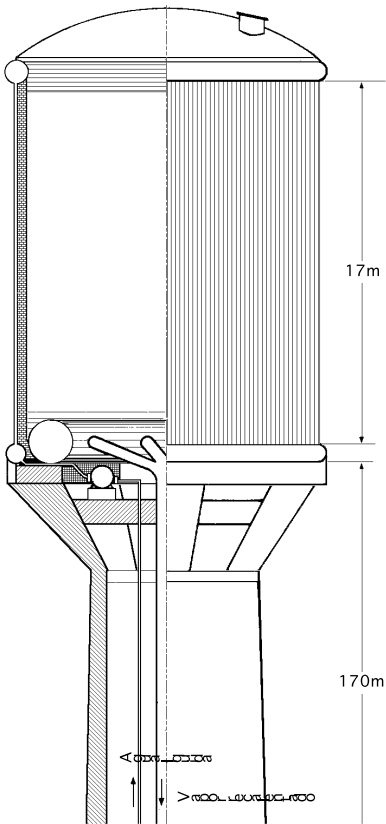


Fig XIII.8.- Receptor acuotubular de 200 MW

En la Fig XIII.7 hemos representado el modelo de tubo recalentador elegido, indicando en la misma los intervalos de temperaturas y longitudes L correspondientes.

En la Fig XIII.8 se ha representado una vista del conjunto de tubos conformando la pared lateral del receptor de energía.

Para otras potencias incidentes sobre el receptor, inferiores a 200 MW, la obtención de un vapor de estas características dependería fundamentalmente de la velocidad de entrada del agua líquida en los tubos vaporizadores, que naturalmente debería ser menor, reduciéndose el gasto del vapor producido, y en consecuencia, la potencia generada en la turbina.

Los coeficientes de transmisión de calor por convección forzada, como hemos visto, son muy bajos si se les compara con los correspondientes a los vaporizadores y recalentadores acuotubulares de centrales térmicas convencionales, pero suficientes para proporcionar una adecuada refrigeración de los tubos; ello es debido a que la longitud de tubo utilizado en nuestro receptor es pequeña, mientras que su diámetro es bastante mayor

al de los tubos utilizados en centrales térmicas, lo cual no es óbice para un óptimo rendimiento y funcionamiento del receptor, ya que de no ser así, si la refrigeración del mismo fuese insuficiente, llegaría a deteriorarse rápidamente.

XIII.5.- CICLO TERMODINÁMICO DE HIRN

Pérdidas de carga en los tubos de conducción del vapor recalentado, desde el generador a la turbina.-

Para determinar la pérdida de carga P del vapor recalentado a lo largo de la tubería de diámetro d , que lo transporta del generador a la turbina, utilizamos la formulación correspondiente a la circulación de fluidos compresibles. Como el gasto de vapor es constante, de acuerdo con la ecuación de continuidad, y para una sección transversal de tubería constante, se tiene,

$$u_{Fa} \cdot a = u_{Fb} \cdot b$$

Analizando la Fig XIII.9 consideraremos, que debido a la expansión en el punto **b** a la entrada de la turbina la velocidad u_{Fb} será mayor que la u_{Fa} a la salida del generador, por lo tanto, la pérdida por rozamiento aumentará con u_F^2 , de forma que la pérdida de carga a lo largo de toda la tubería, será mayor que en el caso de fluidos con volumen específico constante.

Sin embargo, la aceleración que se superpondría a la resistencia por rozamiento es despreciable para las velocidades que consideramos en nuestro caso.

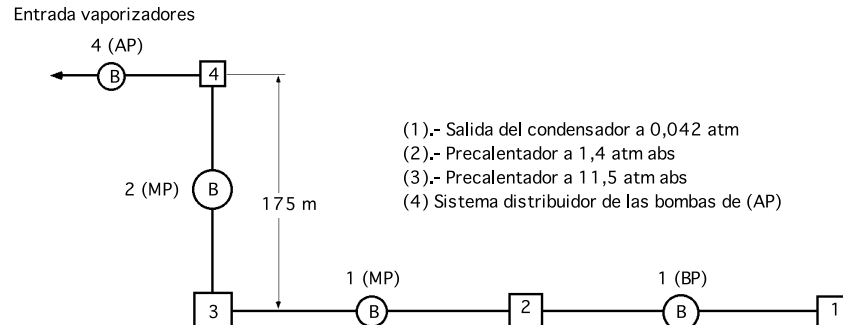


Fig XIII.9

Por otra parte, en la expansión del fluido se sustraería calor al medio ambiente; sin embargo, y dado que el proceso correspondiente a las variaciones de velocidad y pérdidas de presión se efectúan lentamente, la aportación de calor desde el exterior hacia la tubería será lo suficientemente elevada como para impedir que la temperatura del fluido descienda y, por lo tanto, la variación de la densidad tendrá lugar, en general, en forma isoterma, pudiéndose representar el fenómeno para los fluidos citados, por la ecuación,

$$P_a \cdot v_a = P_b \cdot v_b$$

Las pérdidas de carga continuas para una longitud dL de la misma, son,

$$dP = \frac{1}{d} \frac{u_F^2}{2} \quad dL = \frac{1}{d} \frac{u_{Fa}^2}{2} \frac{p_a}{p} \cdot a \cdot dL$$

que integrada entre los puntos a y b queda en la forma,

$$p_a^2 - p_b^2 = p_a \frac{u_{Fa}^2}{d} L$$

en la que u_{Fa} se expresa en m/seg, ρ_a en kg/m³, p_a en N/m², d en metros, y L es la longitud equivalente de tubería, igual a la suma de la longitud geométrica de la misma y de las pérdidas accidentales de carga expresadas en metros.

Las condiciones del vapor recalentado a la entrada de la tubería, y salida del generador, son,

$$p_a = 1,47 \cdot 10^7 \frac{N}{m^2}, \quad T_a = 550^\circ C, \quad v_a = 0,02341 \frac{m^3}{kg}; \quad \rho_a = 42,71 \frac{kg}{m^3}$$

$$\mu_a = 3,22 \cdot 10^{-5} \frac{kg}{m \cdot seg}; \quad \nu_a = 7,54 \cdot 10^{-7} \frac{m^2}{seg}$$

A la longitud geométrica de la tubería la podemos asignar el valor de 250 metros, y a las pérdidas de carga accidentales debidas a los accesorios instalados en la tubería, como codos, válvulas de seguridad, compensadores de dilatación, etc, expresadas en metros de tubería el valor de 350 m, por lo que tomaremos $L = 600$ metros.

Supondremos que el diámetro d de la tubería es de 0,4 m por lo que la velocidad del vapor a la entrada de la misma, para un flujo másico de 65,74 kg/seg, será,

$$u_{Fa} = \frac{G v_a}{\frac{d^2}{4}} = \frac{65,74 \times 0,02341}{0,1256} = 12,75 \frac{m}{seg} \quad Re = \frac{u_{Fa} d}{\nu_a} = \frac{12,25 \times 0,4}{0,7,54 \cdot 10^{-7}} = 6.500.000$$

Mediante el diagrama de Moody, y suponiendo en la tubería una rugosidad relativa $\epsilon/d = 0,001$, se obtiene para valor del coeficiente de rozamiento, $f = 0,0196$.

Teniendo en cuenta estos valores y sustituyendo en,

$$p_a^2 - p_b^2 = p_a \frac{u_{Fa}^2}{d} L$$

y despejando p_b se obtiene $p_b = 1,46 \times 10^7 \text{ N.m}^{-2}$, por lo que siendo un proceso isoterma y prácticamente isobárico, se podría considerar que la entalpía de entrada en la turbina es la misma que la de entrada en la tubería de conducción.

POTENCIA DESARROLLADA POR LA TURBINA DE TRABAJO.- En el condensador se puede suponer que el vapor de agua al final de su expansión en la turbina, penetra con un porcentaje de humedad correspondiente al título $x = 0,92$, y presión 0,042 Atm abs 30°C, por lo que su entalpía sería, $i_F = 564 \text{ Kcal/kg}$.

Para precalentar el agua que se introduce en el generador de vapor, se pueden hacer dos extracciones de vapor en la turbina, en la forma,

1ª Extracción,

$$\frac{T_{\text{caldera}(150\text{atm})} + T_{\text{condensador}(0,042\text{ atm})}}{2} = \frac{342^{\circ}\text{C} + 30^{\circ}\text{C}}{2} = 186^{\circ}\text{C} \quad 11,5 \text{ atm}$$

2ª Extracción,

$$\frac{T_{1^{\text{a}} \text{ extracción}(11,5 \text{ atm})} + T_{\text{condensador}(0,042 \text{ atm})}}{2} = \frac{186^{\circ}\text{C} + 30^{\circ}\text{C}}{2} = 108^{\circ}\text{C} \quad 1,4 \text{ atm}$$

de forma que la relación R entre los kg de vapor extraídos, por kg de vapor que circula, serán los siguientes,

Primera extracción a 11,5 Atm, punto M de la Fig XIII.2 y 9,

$$R_M = \frac{i_3 - i_2}{i_M - i_2} = \frac{188 - 109}{715 - 109} = 0,1304 \frac{\text{kg}}{\text{kg}}$$

en la que i_2 e i_3 se obtienen de las Tablas de vapor de agua e i_M del diagrama de Mollier.

Segunda extracción a 1,4 Atm, punto N de la Fig XIII.2 y 9,

$$R_N = (1 - R_M) \frac{i_2 - i_1}{i_N - i_1} = (1 - 0,1304) \frac{109 - 30}{650 - 30} = 0,1108 \frac{\text{kg}}{\text{kg}}$$

La segunda extracción permitirá precalentar el agua condensada hasta una entalpía de 109 Kcal/kg; la primera extracción permitirá un precalentamiento hasta la entalpía de 188 Kcal/kg, que se corresponde con una temperatura final de 186°C, ligeramente inferior a la prefijada inicialmente, para comenzar el calentamiento en los tubos vaporizadores, y que era de 200°C.

El trabajo obtenido en la turbina, por 1 kg de vapor expansionado, viene dado por,

$$\begin{aligned} T_{\text{Turb}} &= (i_A - i_M) + (1 - R_M)(i_M - i_N) + (1 - R_M - R_N)(i_N - i_F) = \\ &= (824,7 - 715) + (1 - 0,1304)(715 - 650) + (1 - 0,1304 - 0,1113)(650 - 563) = 232 \frac{\text{Kcal}}{\text{Kg}} \end{aligned}$$

y suponiendo para la turbina un rendimiento del 85%, se obtiene una potencia,

$$N_{\text{Turb}} = 236.664 \frac{\text{kg}}{\text{hora}} \times 232 \frac{\text{Kcal}}{\text{kg}} \times 0,85 = 46,67 \cdot 10^6 \frac{\text{Kcal}}{\text{hora}} = 54,3 \text{ MW}$$

correspondiente a una energía incidente sobre el receptor de 200 MW.

PERDIDA DE POTENCIA EN LOS DISPOSITIVOS AUXILIARES DE BOMBEO.- Para determinar la potencia de bombeo, habría que fijar el número de bombas centrífugas necesarias para cerrar el Ciclo Termodinámico, devolviendo el agua condensada al generador de vapor; su número es función de las extracciones de vapor en la turbina, y de las características de la tubería de alimentación.

En nuestro caso, Fig XIII.2 y 9, se podrían implantar los sistemas de bombeo siguientes:

Tramo (1-2), bombeo de baja presión BP 1 bomba

Tramo (2-3), bombeo de media presión MP 1 bomba

Tramo (3-4), bombeo de media presión MP 2 bombas

Tramo (4-Generador de vapor), bombeo de alta presión AP 4 bombas

El trabajo necesario para el bombeo, vendrá dado en general, para los dos primeros tramos por,

$$T_{\text{Bombeo}(i,j)} = \frac{v(p_j - p_i)}{\eta_{\text{Bomba}}}$$

en la que η_{Bomba} es el rendimiento global de cada bomba, y que supondremos del orden del 80%, obteniéndose,

Tramo (1-2), Potencia 30 kW

Tramo (2-3), Potencia 140 kW

Para el tramo (3-4) el número de kg/seg de agua a bombear por cada bomba será de 32,9 kg/seg. Para esta misión se utilizarían dos tuberías de 0,2 metros de diámetro, una para cada bomba, de rugosidad relativa $\epsilon/d = 0,001$.

Haciendo un cálculo parecido al de la tubería de vapor recalentado, se obtiene para valor de $u_F(200^\circ\text{C}) = 1,21$ m/seg, con un número de Reynolds $Re = 1.535.000$; según el diagrama de Moody, el coeficiente de rozamiento $\lambda = 0,0195$, por lo que las pérdidas de carga continua en este intervalo serán,

$$P = \frac{\lambda}{d} \frac{u_F^2}{2} H_F = 0,83 \text{ m}$$

en donde H es la altura de la torre.

Las pérdidas accidentales vienen dadas en metros de longitud de tubería equivalente; si tomamos la longitud equivalente debida a los codos, válvulas, etc, resulta 35 metros, por lo que la altura manométrica que tiene que vencer este sistema de bombeo en el tramo considerado será de 205,83 metros, por lo que la potencia de bombeo en este tramo resulta ser de 145 kW.

Para el tramo (4-generador), según el cual se produce la inyección y distribución del agua en el generador de vapor se utilizarían, como hemos dicho anteriormente, cuatro bombas de alta presión en paralelo, siendo la potencia necesaria para accionar las mismas de 1,075 MW, por lo que la potencia total de bombeo sería de 1,40 MW, que supondría un 2,75% de la energía producida por la turbina, cuando la energía incidente sobre el receptor fuese de 200 MW.

La energía necesaria para orientar los heliostatos, puede estimarse en 50 W por unidad, por lo que para el campo continuo, formado por 27.258 heliostatos, sería de 1,36 MW.

Las pérdidas de energía totalizarían 2,77 MW, por lo que se podría asegurar que si se utilizasen estos tipos de concentradores de energía solar, para las condiciones fijadas de 200 MW, se produciría un trabajo útil de unos 50 MW por lo que el rendimiento global de la instalación no superaría el 25%, rendimiento global relativamente bajo para una instalación tan impresionante.

Ingeniería Energética

Energía del Mar



[Centrales
maremotrices](#)



[Energía de las olas](#)



[Modificación de la
energía de las olas](#)



[Técnicas para
aprovechar la energía
de las olas](#)



[Aplicaciones de los
GEOs](#)



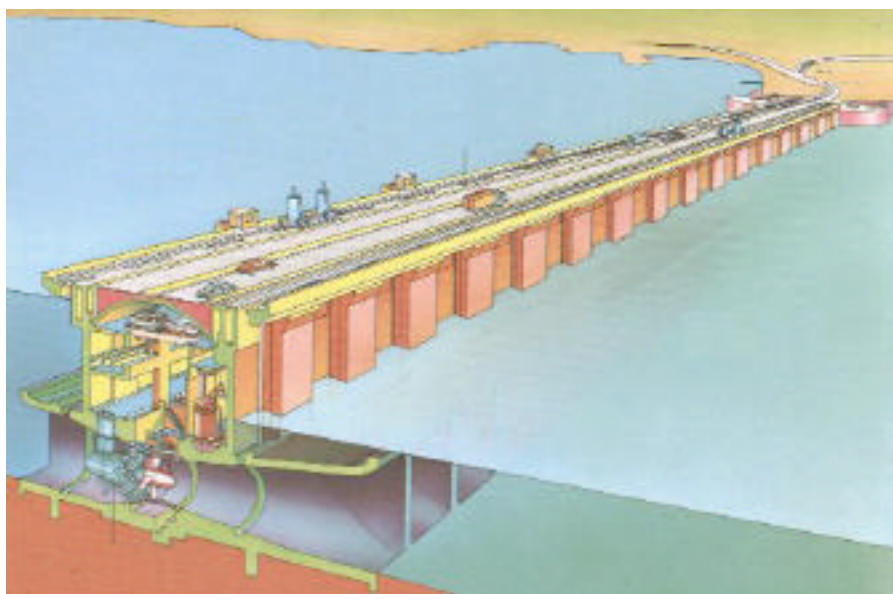
[Conversión de la
energía térmica del
océano](#)

[Principal](#) - [Energías Alternativas](#) - Energía del Mar

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ENERGÉTICA

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA

ENERGÍA MAREMOTRIZ



Pedro Fernández Díez

ENERGÍA MAREMOTRIZ

La energía solar que incide anualmente sobre la superficie terrestre es del orden de $6 \cdot 10^{14}$ MW hora. Los océanos, con una superficie de 361 millones de km^2 y un volumen de 1370 km^3 , actúan como sistemas colectores y de almacenamiento, lo cual se manifiesta de diversas formas, olas (energía eólica), y gradientes térmicos, gradientes salinos y corrientes marinas, (energía solar maremotérmica). Las más estudiadas son las debidas a las mareas, olas y térmica marina, estando las de las corrientes y gradientes salinos mucho menos desarrolladas.

A estas formas de energía hay que sumar la de las mareas (energía maremotriz) debida a la atracción gravitatoria de la Luna y el Sol, y a la rotación de la Tierra, $3 \cdot 10^6$ MW.

1.- EL FENÓMENO DE LAS MAREAS

La marea es la fluctuación periódica del nivel de los océanos, debida principalmente a la atracción gravitatoria de la Luna y en menor cuantía del Sol, (la Luna ejerce una atracción 2,2 veces la del Sol), y al movimiento de rotación de la Tierra, (aceleración de Coriolis); otros factores son la forma y fisionomía del relieve de las costas y del fondo, los fenómenos meteorológicos, etc.

La aceleración que produce el efecto de marea aumenta con la masa y disminuye con el cubo de la distancia. Con relación a la Tierra, y teniendo en cuenta las distancias y las masas, sólo el Sol y la Luna son capaces de producir mareas apreciables; el Sol, más distante, influye por su masa; la Luna, de masa mucho menor, por su proximidad a la Tierra.

La masa del Sol es del orden de 27 millones la de la Luna, pero se encuentra 390 veces más lejos, por lo que la contribución del Sol a la marea es $\frac{27 \cdot 10^6}{390^3} = 0,45$ veces la contribución lunar.

El fenómeno es prácticamente idéntico, tanto si el punto sometido a la acción de la marea, se encuentra orientado hacia el astro, como si se encuentra en la parte opuesta.

La fuerza generadora de la marea F_a , lunar F_L o solar F_S , es pequeña, del orden de 10^{-7} veces la fuerza de gravitación, Fig 1. Para justificar los desplazamientos de importantes masas de agua, la

fuerza de atracción F_a , (que no sigue la vertical), se puede descomponer en dos, una vertical F_v que influye muy poco en la gravedad, del orden de 10^{-7} , mientras que la componente horizontal F_h es comparable a otras fuerzas horizontales como el gradiente horizontal de las aguas de diferente densidad, la acción del viento o la aceleración de Coriolis, distinguiéndose de éstas en que actúa sobre grandes distancias horizontales, en profundidad, provocando el desplazamiento de masas de agua de un hemisferio a otro, produciendo acumulaciones y sustracciones de agua y, por consiguiente, las elevaciones y depresiones del nivel del mar. Como la cantidad de agua del mar es constante, a esta elevación corresponderán descensos en lugares situados a 90° de diferencia en longitud.

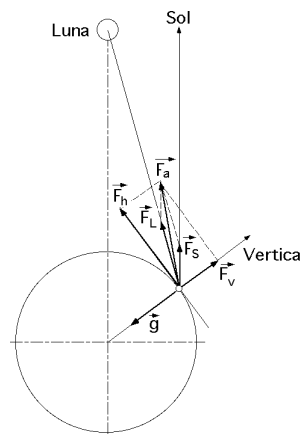


Fig 1.- Fuerza generadora de la marea

La fuerza centrífuga originada por el movimiento de rotación de la Tierra al recorrer su órbita alrededor del cdg del sistema Tierra-astro es la misma en cualquier punto del planeta, ya que no depende de la distancia. La fuerza centrífuga aumenta la altura del nivel del mar que está más lejos de la Luna, al tiempo que descende el nivel del mar en la parte contraria.

La causa de las mareas deriva de la aplicación de las dos fuerzas, atractiva y centrífuga, que en el cdg de la Tierra se neutralizan, es decir, la atracción de la Luna queda compensada por la fuerza centrífuga engendrada por la revolución en torno al centro de gravedad del sistema Tierra-Luna, ya que de no ser así, la atracción provocaría un acercamiento progresivo entre ellas.

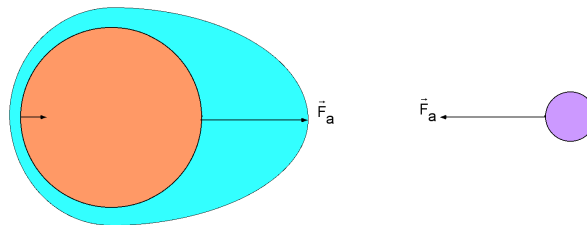


Fig 2a.- El efecto de la fuerza atractiva sobre las masas de agua

En un punto cualquiera de la superficie terrestre, cuando el astro está por encima del horizonte, la fuerza atractiva por él ejercida es más fuerte que cuando está por debajo del horizonte, en que es la fuerza centrífuga la que predomina. Si la Tierra no girara alrededor de su eje, las mareas serían estáticas.

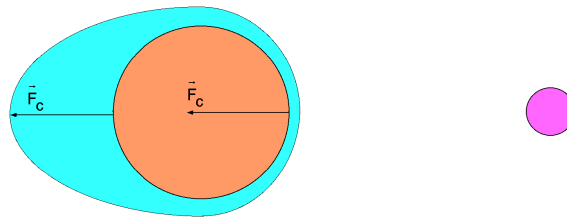


Fig 2b.- El efecto de la fuerza centrífuga sobre las masas de agua

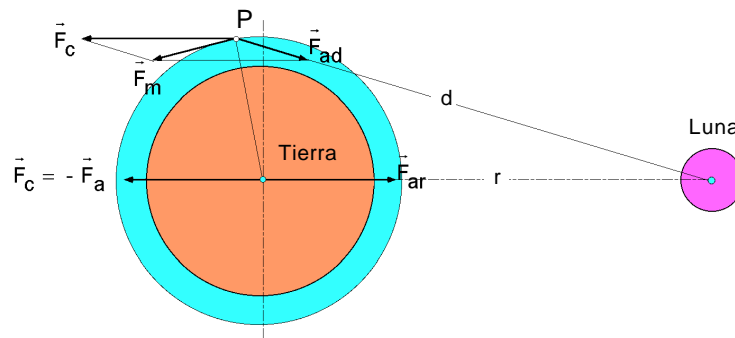


Fig 3a.- El efecto combinado de las fuerzas centrífuga y atractiva

Gracias a la rotación de la Tierra se obtienen, en cada punto del océano, cada día, dos pleamares y dos bajamares, lo que se conoce como *marea de tipo semidiurno*.

Cuando el punto esté situado en una latitud importante y el ángulo que forma el astro atractivo con el plano del Ecuador es igualmente elevado, el astro no alcanza el horizonte, lo que implica la pérdida de una pleamar y una bajamar por día, es decir sólo hay una pleamar y una bajamar al día, lo que se conoce como *marea de tipo diurno*.

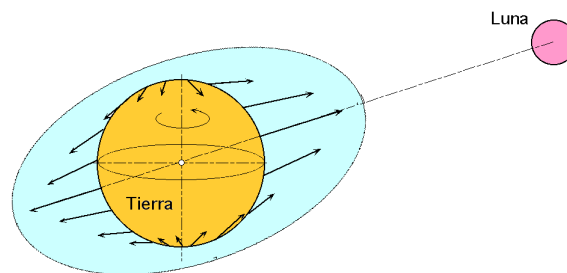


Fig 3b.- El efecto combinado de las fuerzas centrífuga y atractiva

Las mareas son las ondas más largas del océano, con períodos del orden de 12 a 24 horas y longitudes de onda comparables con la longitud de la circunferencia terrestre en el Ecuador.

Si el punto superficial (o las masas de agua) está frente al astro la atracción sobre dicho punto será mayor que la experimentada por el centro de la Tierra, es decir, la atracción predomina sobre la fuerza centrífuga, estando dirigida la fuerza hacia el astro.

Si el punto superficial se encuentra en la parte opuesta, la atracción sobre el mismo es inferior a la atracción sobre el centro y, por tanto, predomina la fuerza centrífuga, estando sometido a una fuerza que le impulsa en sentido contrario al astro. Esto viene relacionado con el hecho de que en estos puntos, el astro (principalmente la Luna) no es capaz de generar una fuerza centrípeta suficiente para mantener las masas de agua en una órbita con velocidad igual a la del centro de la Tie-

rra, por lo que se presenta un defecto de aceleración respecto al centro de la Tierra que hace que las masas de agua tiendan a quedarse rezagadas respecto a éste, provocando un efecto equivalente al de una pequeña aceleración que trataría de expulsar el agua al lado opuesto al que se encuentra el astro. En ambos casos el punto (o las masas de agua), tiende a alejarse de la Tierra.

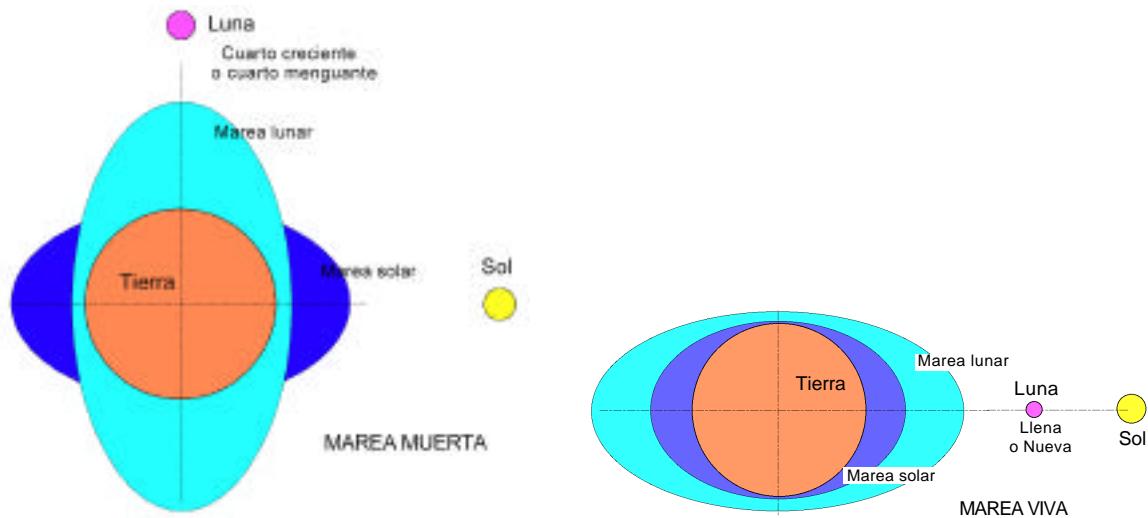


Fig 4.- Mareas vivas y mareas muertas

Las mareas están sometidas a una fluctuación rítmica de su nivel y a una fluctuación en forma de corrientes, como son:

- a) La corriente que acompaña a la llegada de la pleamar, máxima elevación, que se conoce como *flujo*
- b) La corriente que acompaña a la aparición de la bajamar, mínima elevación, que se conoce como *reflujo* y es más breve en tiempo que la primera.

Cuando el Sol, la Luna y la Tierra están alineados, las mareas son mayores, y se conocen como mareas vivas (*marea de sicigias*); si estos astros forman un ángulo de 90° las mareas son más reducidas y se conocen como mareas muertas.

La amplitud de una marea es extremadamente variable de un litoral marítimo a otro, no siendo la misma en todos los lugares; nula en algunos mares interiores, como en el Mar Negro, entre Rusia y Turquía; de escaso valor en el Mediterráneo, en el que sólo alcanza entre 20 y 40 centímetros, al igual que en el océano Pacífico; por el contrario, se amplifica y alcanza valores notables en determinadas zonas en donde la profundidad del mar es pequeña, o la costa tiene una escasa inclinación, o una configuración que origina una interferencia por las costas, o existen fenómenos de resonancia como sucede en algunas bahías en las que el agua puede subir su nivel varios metros debido a que el tiempo de vaciado y llenado de las mismas coincide con el período de la marea, etc..

Es en el océano Atlántico donde se registran las mareas mayores. Así en la costa meridional atlántica de Argentina, en la provincia de Santa Cruz, alcanza una amplitud de 14 m. Pero aún es mayor en otras zonas, como en las bahías del Fundy (amplitudes medias superiores a los 15 m en Minas Basin y 13,6 m en Frobisher, Canadá), y en algunos lugares de las costas europeas de la Gran Bretaña (estuario del Severn 13,6 m), y de Francia en las bahías de Mont-Saint-Michel (12,7 m) y el estuario del Rance (13,5 m).

Dentro del estudio de mareas existen los llamados puntos *anfidrómicos*, que son aquellos en los

que la amplitud de la marea es nula, mientras que las corrientes de marea son máximas.

El período de una marea es el tiempo que media entre dos pleamares o dos bajamares sucesivas. La marea evoluciona, en general, por la superposición de ondas diurnas y semidiurnas que adquieren amplitudes máximas o mínimas a intervalos de 14,8 días, aproximadamente.

La acción de las fuerzas atractivas se transmite mediante ondas que se propagan de formas diversas según la profundidad y según las diversas reflexiones sobre las costas continentales, de manera que se producen una serie de interferencias que pueden ser constructivas o destructivas, lo que explica la existencia de las *mareas diurnas* y *semidiurnas*.

Las *ondas semidiurnas* están influenciadas por la componente lunar, que tiene un período de 12, 42 horas y la solar de 12 horas, por lo que entre ambas existe una diferencia de período de 25,25 minutos lo que implica un retraso entre ambas ondas de 50,5 minutos al día, o un retraso de 6,23 horas cada 7,4 días, lo que equivale al semiperíodo de la onda, es decir, cada 7,4 días las dos ondas están en concordancia de fase y sus acciones se suman, mientras que al cabo de otros 7,4 días se encuentran en oposición, deduciéndose de esto la evolución característica de la oscilación semidiurna que consta de grupos que se alternan con amplitudes variables entre un máximo y un mínimo cada 7,4 días. A esto habría que añadir la influencia de la órbita lunar, elíptica, (que origina una onda elíptica lunar) de forma que cada 13,75 días la Luna se encuentra más cerca o más lejos de la Tierra, provocando un exceso o un defecto de atracción que modifica la evolución prevista con la composición de las ondas anteriores. Se ha observado que las ondas semidiurnas son más acusadas cuando la Luna y el Sol están más próximos al Ecuador.

Las *ondas diurnas* están influenciadas por otras componentes, como la lunar diurna con un período de 25,82 horas, la solar diurna (24,07 h) y la onda de declinación mixta Luna-Sol (23,93 h), que se interfieren entre sí formando la evolución característica del grupo de estas ondas. Las ondas diurnas son máximas cuando la declinación lunar tiene un valor extremo y mínimas cuando la Luna está en el Ecuador; tienen amplitudes máximas en los solsticios y en los equinoccios.

La *onda total*, superposición de las anteriores, confiere a las oscilaciones del nivel marino una evolución característica oscilante más o menos regular, compuesta frecuentemente por dos pleamares y dos bajamares al día, cuya amplitud varía con un período de 14,8 días aproximadamente; sin embargo existen lugares en los que las mareas varían en forma diferente, con períodos de hasta 24 horas, o con períodos de 5 horas.

En las mareas mixtas, la onda semidiurna puede predominar en las sicigias, mientras que en las cuadraturas predomina la onda diurna. La amplitud máxima se produce poco después de la fase de Luna nueva o luna llena (sicigias), y la mínima poco después de los cuartos creciente y menguante (cuadraturas).

En algunos mares predominan las ondas de carácter semidiurno, (las dos mareas diarias tienen prácticamente la misma amplitud), presentándose las más importantes en las costas europeas y africanas del Atlántico, en América del Sur desde Venezuela a Brasil, en parte de América del Norte, golfo de Bengala, etc., mientras que las de carácter diurno (se da una sola pleamar y una sola bajamar al día), son más débiles (mar de Okhost, extremo sudoeste de Australia, golfo de México) con amplitudes máximas de 11,5 m. En casi todos los lugares restantes las mareas son mixtas.

Análisis armónico de las mareas.- La variación del nivel del agua del mar observado durante

una marea u onda total, viene dado por la suma de muchas ondas senoidales simples del tipo:

$$h = a \cos (wt + \phi)$$

en la que:

w depende de las condiciones astronómicas, siendo constante en todo momento y lugar

a es la amplitud de la marea y ϕ la fase de cada onda, que no dependen de las condiciones astronómicas y que son variables de un lugar a otro. Cuando se conocen se puede establecer la evolución de la marea para cada lugar y tiempo.

2.- ENERGÍA POTENCIAL DE LAS MAREAS

En el mundo, como hemos indicado, existen un número limitado de lugares donde es posible la explotación de la energía de las mareas; para ello se requiere de un amplitud de marea mínima de 5 metros, de una bahía, ría o estuario lo suficientemente amplio para que la cantidad de agua a trasvasar durante las mareas sea grande y de la facilidad de construir un dique que separe el estuario del mar, para contener y cerrar el paso del agua. El estuario se llena durante la pleamar y se vacía durante la bajamar a través de unas turbinas y compuertas auxiliares.

La energía que teóricamente se puede extraer en un ciclo de marea, es función de la superficie del embalse artificial $A(z)$ y de la amplitud a de la marea, diferencia entre los niveles de pleamar y bajamar.

La energía cedida por el embalse durante el vaciado en la bajamar, es:

$$E_{\text{embalse}} = \int_0^a A(z) z \, dz$$

y la cedida durante el llenado en la pleamar, es:

$$E_{\text{mar}} = \int_0^a A(z)(a - z) \, dz$$

siendo la energía potencial estimada para un ciclo de marea de 6,2 horas de la forma:

$$E = E_{\text{embalse}} + E_{\text{mar}} = a \int_0^a A(z) \, dz = aV = a^2 A = 226 A a^2 \text{ kW}$$

en la que z es la altura del agua embalsada en metros, $0 < z < a$, A es la superficie del embalse en km^2 y V el volumen del embalse en m^3 .

Si el embalse se llena por la acción de la pleamar y por bombeo, se obtiene:

$$E_{\text{mar}} = \int_0^a A(z)(a - z) \, dz + \int_a^{a^*} A(z^*)(z^* - a) \, dz$$

y al turbinar el agua así almacenada se obtiene:

$$E = \int_0^a A(z) z dz + \int_a^{a^*} A(z^*) z^* dz = a (V + V^*)$$

siendo:

z^* la altura del agua embalsada con bombeo auxiliar, $a < z^* < a^*$

a^* la altura máxima del embalse

$A(z^*)$ la superficie del embalse con bombeo

V^* el volumen del embalse con bombeo

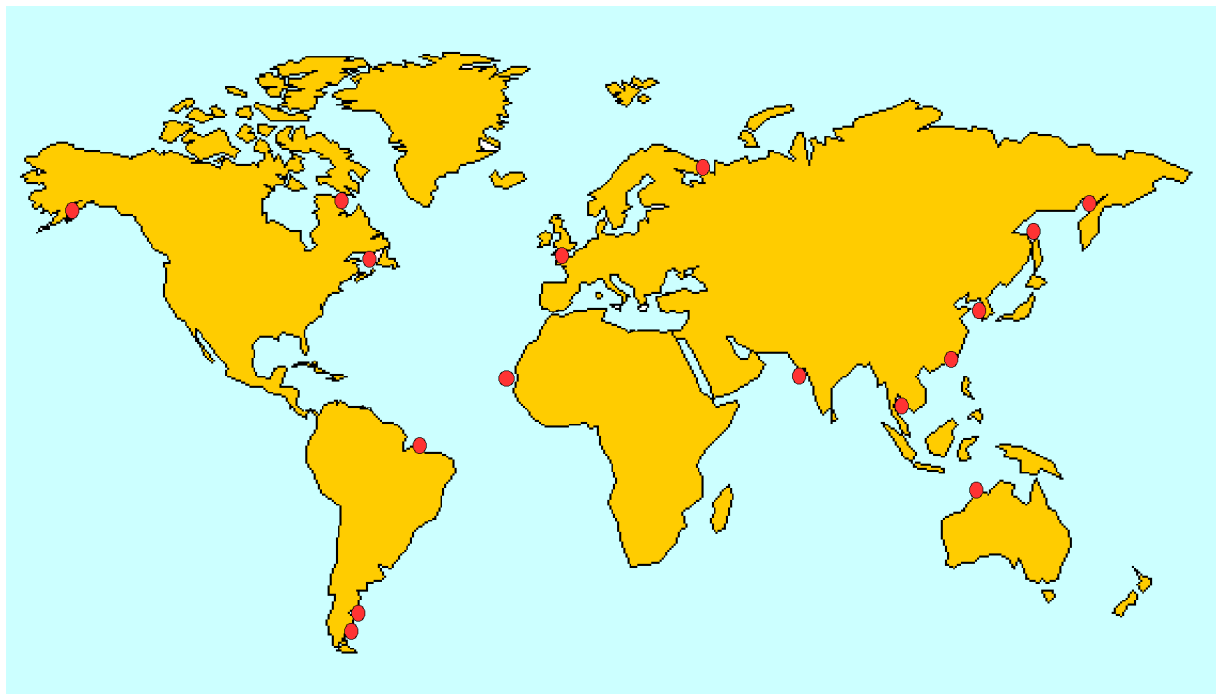


Fig 5.- Zonas de mareas medias a nivel mundial

En estas expresiones no se ha tenido en cuenta el rendimiento de la maquinaria y sólo se pretende obtener un límite superior de las posibilidades de la central; también habría que tener en cuenta, que el dique modificará la longitud inicial del estuario y, por tanto, la amplitud de la marea

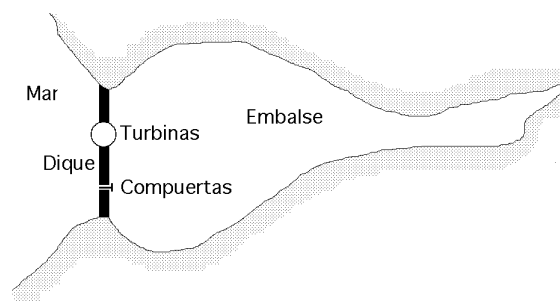


Fig 6.- Ciclo de simple efecto; embalse único

variará en más o en menos con respecto a la que existía antes de la construcción de la central.

Teniendo en cuenta que el número limitado de lugares idóneos para que la instalación sea efectiva (amplitud de marea superior a 5 m), elimina prácticamente el 90% de la energía teórica disponible estimada en $3 \cdot 10^6$ MW, que la disipación de energía por rozamiento es del orden de 1 W/m^2 y que una central maremotriz tiene un rendimiento

máximo del 25%, implica que *sólo* se podrían aprovechar unos 75.000 MW correspondientes a las mareas en el litoral, lo que representa una fracción muy pequeña. Suponiendo un funcionamiento de 12 a 14 horas al día, se vería reducido a 40.000 MW ó $1,75 \cdot 10^5$ GWh año, equivalentes al ahorro

de $2,4 \cdot 10^8$ barriles de petróleo; (la potencia transmitida del océano Atlántico a la Mancha se ha evaluado en 180.000 MW, y al Mar del Norte en 23.000 MW).

Tabla 1.- Potencial teórico de las mareas en Europa Occidental

País	Recurso disponible teóricamente		% del total europeo
	GW	TWh/año	
Reino Unido	25,2	50,2	47,7
Francia	22,8	44,4	42,1
Irlanda	4,3	8	7,6
Holanda	1	1,8	1,8
Alemania	0,4	0,8	0,7
España	0,07	0,13	0,1
Total Europa Occidental	83,8	105,4	180

2.- CICLOS DE FUNCIONAMIENTO DE LAS CENTRALES MAREMOTRICES

Los ejemplos más claros de viabilidad económica a nivel mundial y que ofrecen los mejores resultados para el diseño y proyecto de una central hidroeléctrica maremotriz están basados en el almacenamiento de agua en el embalse que se forma al construir un dique, con compuertas y turbinas, en una bahía, cala, ría o estuario. El agua que proporciona la ría prácticamente no interviene en la generación de energía

CICLOS DE SIMPLE EFECTO.- Se dispone de un embalse único, Fig 6, siendo los modos operativos los siguientes:

- Generación durante el reflujo de la marea, (bajamar). El llenado del embalse se efectúa con las compuertas abiertas y el vaciado con turbinación

- Generación durante el flujo, (pleamar). El llenado del embalse se efectúa con turbinación y el vaciado con las compuertas abiertas. Es menos eficiente que el anterior; porque el embalse trabaja con niveles más bajos y la capacidad de almacenamiento es menor

En consecuencia generan sólo durante la bajamar, vaciándose el embalse, o sólo durante la pleamar, llenándose el embalse; estas operaciones requieren de una turbina hélice de flujo axial y alta velocidad específica.

Durante el vaciado del embalse se realiza lo siguiente:

- Cuando sube la marea se abren las compuertas y el embalse se llena.*
- Cuando comienza a bajar la marea se cierran las compuertas y se espera un tiempo, del orden de 3 horas, para alcanzar una diferencia de nivel adecuada entre el mar y el embalse.*
- A continuación, durante 5 ó 6 horas, se hace pasar el agua por las turbinas generando energía eléctrica.*

En los ciclos de simple efecto que funcionasen con vaciado del embalse sólo se generaría energía, cada día, durante dos periodos de unas 10 a 12 horas en total, que además se irían produciendo en horas diferentes cada día. Si el turbinaje se realizase durante el llenado del embalse, Fig 7c, los tiempos de generación serían menores, del orden de 4 a 5 horas, con tiempos de espera o de bombeo de 3 horas; en total funcionarían entre 8 y 10 horas diarias. Centrales de Fundy y Kislaya.

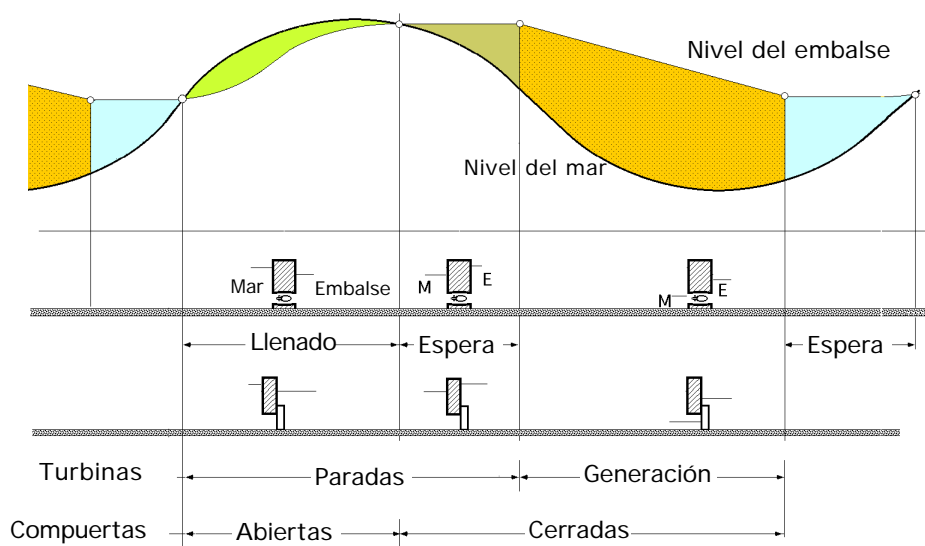


Fig 7a.- Ciclo de simple efecto durante el reflujo, (vaciado del embalse)

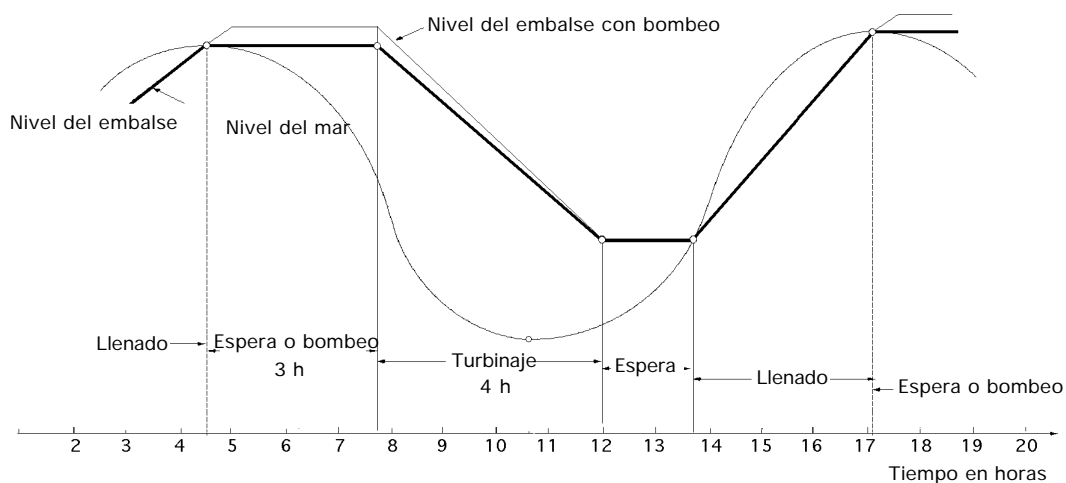


Fig 7b.- Ciclo de simple efecto durante el vaciado del embalse

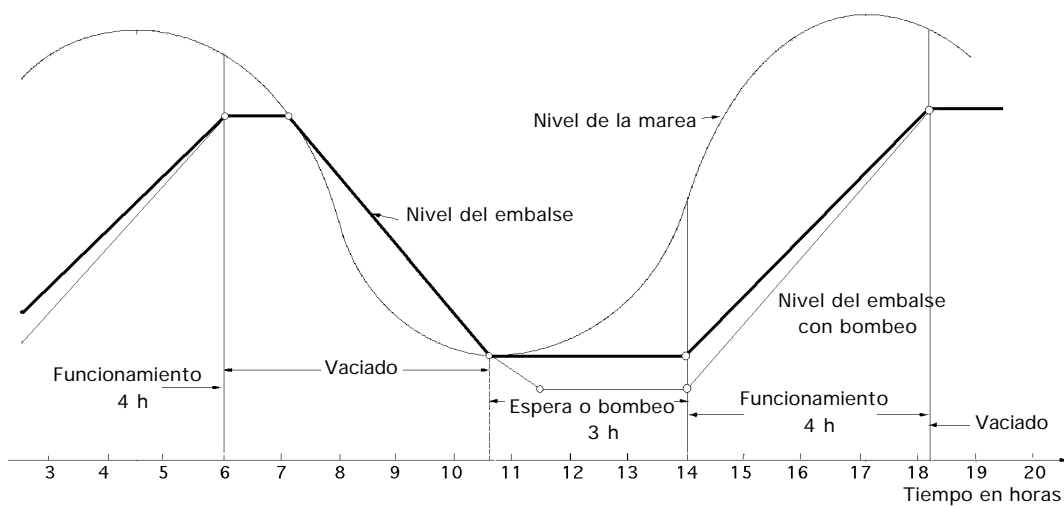


Fig 7c.- Ciclo de simple efecto durante el llenado del embalse

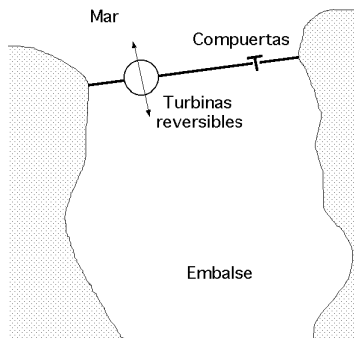
CICLOS DE DOBLE EFECTO.- La generación de energía se efectúa con ambas mareas, Fig 8 y 9, lo que exige que las turbinas operen eficazmente con un determinado caudal de agua en cualquier dirección, funcionando tanto durante el llenado, como durante el vaciado del embalse.

Se pueden utilizar dos tipos de turbinas:

a) Reversibles

b) No reversibles, con un sistema de canales y compuertas; es un procedimiento complejo y caro

La energía utilizable es menor debido a que las diferencias de niveles entre el embalse y el mar son menores que en los ciclos de simple efecto, reduciéndose



el rango de variación del nivel embalsado, y disminuyendo también el rendimiento al no ser posible optimizar las turbinas y el caudal, pero aún así el factor de utilización de la planta es mayor, lo que proporciona un 18% más de energía que en los casos de simple efecto. Los tiempos de funcionamiento son del orden de 6 a 7 horas por marea, lo que supone entre 12 y 14 horas diarias de generación de energía, con tiempos de espera entre 2 y 3 horas por marea.

Fig 8.- Embalse con turbinas de doble efecto

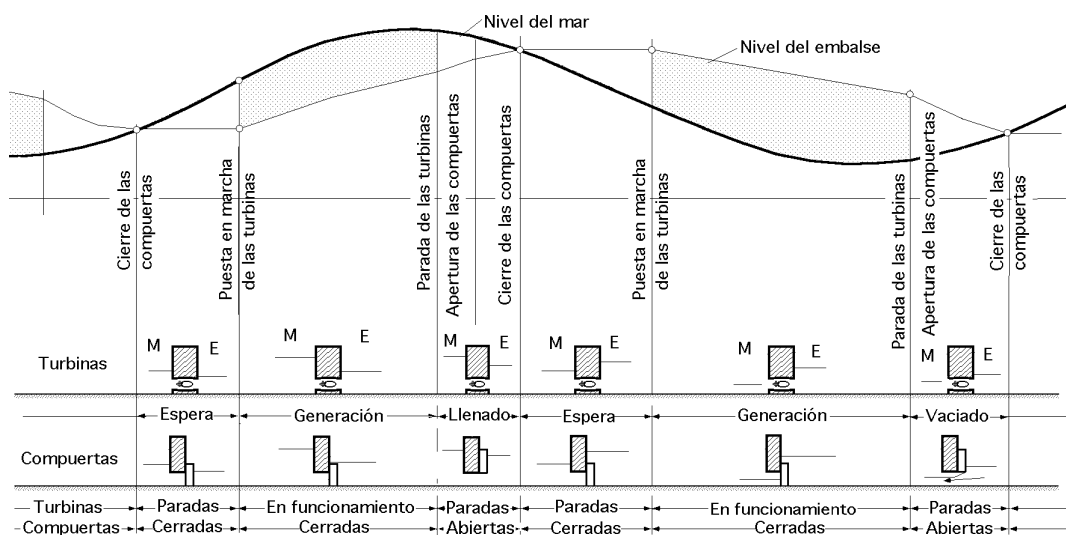
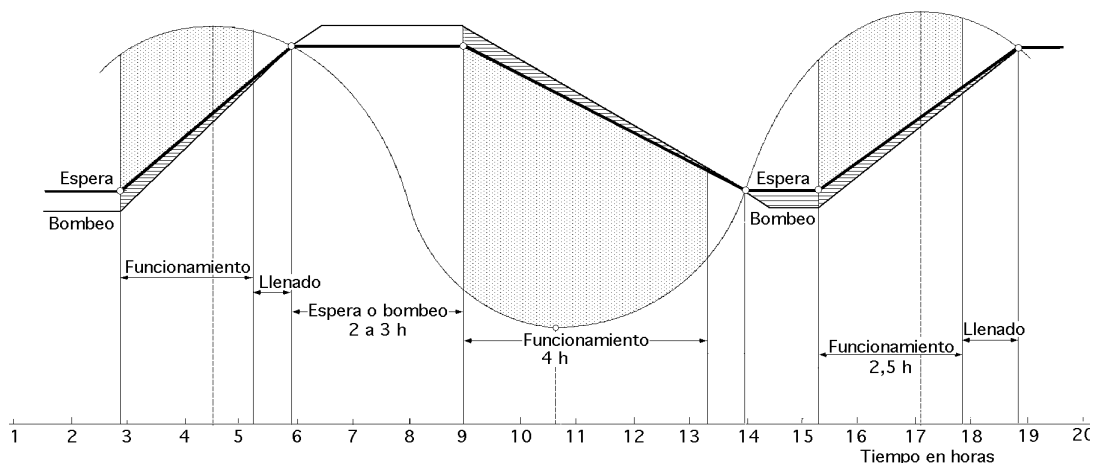


Fig 9.- Ciclo de doble efecto

CICLOS DE ACUMULACIÓN POR BOMBEO.- Generan energía con ambas mareas y disponen de algún tipo de almacenamiento por bombeo, lo que obliga a utilizar turbinas que sean capaces de funcionar no sólo como tales, sino también como bombas, cuando sean accionadas por los alternadores.

El nivel de generación y la flexibilidad operativa se mejoran, lo que proporciona una mayor eficiencia económica, es decir, permiten un aprovechamiento más racional y rentable de la central, pudiendo llegar el aumento en la generación al 10%. Las turbinas tienen un coste mayor, y sería necesario incluir, a veces, un equipo para el arranque de la bomba, ya que en algunas situaciones, como se ha comprobado en el Rance, no arrancarían por sí solas.

La experiencia confirma que es más económico y ambientalmente aceptable limitar la generación a la fase de reflujo, bajamar, ya que la carrera de marea en el embalse estaría entonces dentro de la mitad superior de la que existía previamente.

La central de la ría del Rance en Francia es la primera y única central de potencia en el mundo de este tipo, y en ella se impuso la utilización de una tecnología totalmente nueva en el campo de las turbinas, como fue la de las turbinas bulbo reversibles, en las que el tiempo de funcionamiento y la experiencia acumulada han delimitado algunas de sus funciones, como el turbinaje inverso reducido a menos del 10% del directo por problemas, a nuestro entender, de malfuncionamiento de la turbina y del alternador, y reduciendo a cero el bombeo inverso, del embalse al mar..

Para aumentar el tiempo de explotación de la central, las turbinas Bulbo han sido diseñadas para poder ser utilizados como bombas, de forma que cuando el nivel del mar está próximo al del embalse, el llenado de éste se puede acelerar e incrementar bombeando agua del mar, lo que permite el que las turbinas puedan funcionar durante el reflujo con mayor carga y más tiempo. El sistema de bombeo-turbinaje permite aumentar la generación en función de las necesidades de la red eléctrica, ya que como bomba pueden impulsar al embalse entre 1 y 2 m por encima del nivel de la pleamar, altura que en el turbinaje directo se transforma en 6 ó más metros, con la consiguiente ganancia de energía, hecho que no sucede en las centrales hidroeléctricas con bombeo.

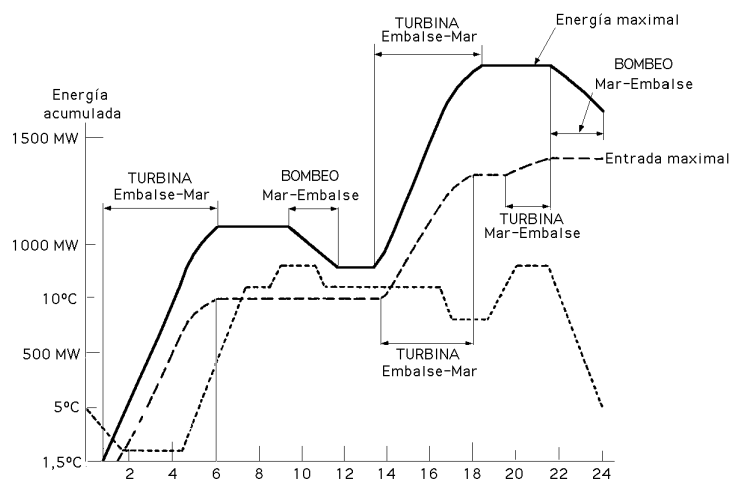
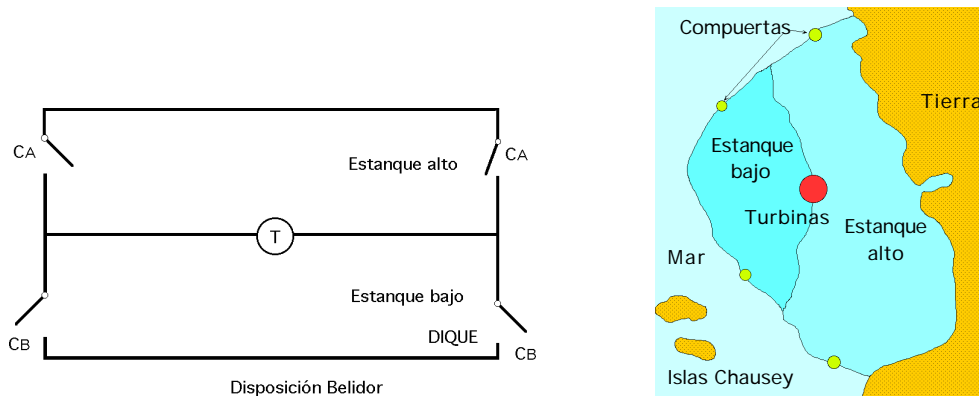


Fig 10.- Ciclo de acumulación por bombeo

CICLOS MÚLTIPLES.- Utilizarían varios embalses, con lo que se podría generar energía de una forma más continua a lo largo del día; serían más caros, pues exigirían una obra civil muy costosa, Fig 11 y 12, lo que les ha hecho prácticamente inviables.



CA compuerta de llenado del estanque alto, CB compuerta de llenado del estanque bajo, CT compuertas de las turbinas, T turbinas

Fig 11.- Diseño de esquema de ciclos múltiples Belidor para las Islas Chausey

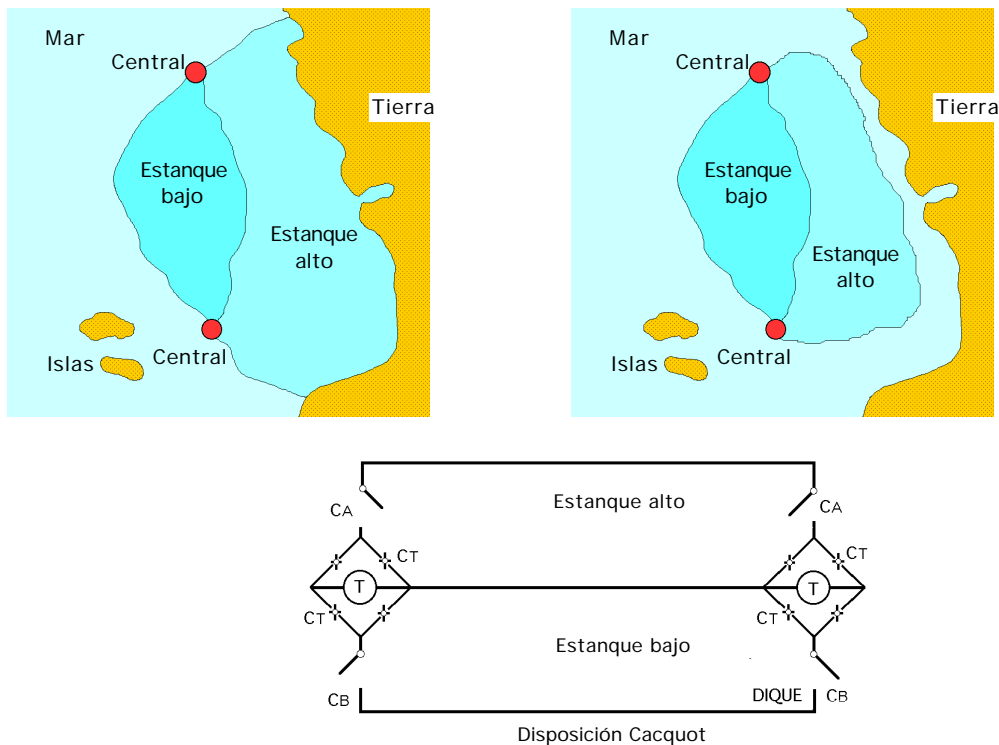


Fig 12.- Diseño de esquema de ciclos múltiples Cacquot para las Islas Chausey

El proyecto Cacquot en la bahía del Mt-St-Michel, con mareas de 15 m de amplitud, implicaba diques de 55 km con alturas de 30 a 40 m para almacenar en 2 estanques de 1100 km², caudales que penetrarían por las compuertas a razón de 500.000 m³/seg, generando entre 30 y 40 TWh año, apoyándose en las islas Chausey. Se estimó en 10 años su construcción, pero fue abandonado.

El proyecto Belidor, o Contentin Oeste, implicaba 2 estanques de 100 km² cada uno, situados al N de las islas Chausey con una longitud de diques de 69 km y una potencia instalada de 1440 MW, 36 grupos de 40 MW y una potencia anual de 5300 GWh.

3.- PROYECTOS Y REALIZACIONES

Estudio de viabilidad.- Los principales parámetros que hay que considerar en un estudio de viabilidad son:

- La longitud del dique
- La superficie del embalse
- El nivel mínimo del agua
- La amplitud de la marea que es el factor más importante que justifica la instalación de la central

Así, por ejemplo, para los posibles emplazamientos estudiados en Inglaterra se ha supuesto que la amplitud media de la marea tiene que ser superior a cinco metros para asegurar la viabilidad económica de la central; en España nos encontramos con que los mayores valores están en el entorno de los cuatro metros. La evaluación de la rentabilidad exige un proceso de optimización y predicción de las condiciones de funcionamiento de la planta, así como los efectos de barrera que la implantación del dique provoca no sólo en las mareas existentes en el emplazamiento, sino en el propio embalse.

Tendencias de desarrollo.- Las nuevas tendencias para desarrollar estos aprovechamientos energéticos están influenciadas por algunos aspectos que han ido surgiendo en los últimos años, relacionados, por ejemplo, con el propio entorno de la central, que tiene que permitir combinar la energía maremotriz con otras tecnologías de generación energética, como la hidroeléctrica, térmica, eólica,...etc.

Hay que tener en cuenta que muchos de los mejores emplazamientos están muy alejados de los centros de consumo, Tabla 2, lo que obligaría a transportar la energía producida a considerables distancias. *En esta situación el transporte en corriente continua en alta tensión ofrecería unas prestaciones notables*, pudiéndose llegar hasta 10.000 km con pérdidas del 3% cada 1.000 km, lo que permitiría conectar la energía de las mareas generada en emplazamientos remotos en las redes eléctricas principales.

Aspectos económicos.- Entre los aspectos económicos destaca el elevado coste del kW instalado, (en 1985 era del orden de las 250.000 ptas/kW generado).

Los factores que inciden negativamente en el coste de la central son la propia obra civil de construcción del dique, que supone más de la mitad del coste de la planta, con lo que la elección de un lugar adecuado que permita un ahorro en infraestructura, compatible con una buena amplitud de marea, es fundamental. A esto hay que añadir la larga duración del proceso constructivo de la central, entre 5 y 15 años en el caso más favorable, y el bajo factor de carga estacional, entre el 22% y el 35%, debido a las variaciones de la amplitud de la marea, (mareas vivas y muertas).

Entre los factores que inciden positivamente hay que citar el bajo coste de operación y mantenimiento, inferior al 0,5% y la alta disponibilidad, superior al 95%, que está relacionada con el elevado número de grupos.

Es importante el tener presentes otros efectos distintos de los energéticos, que pueden mejorar el entorno y la viabilidad de un proyecto de esta naturaleza.

Antecedentes.- La utilización de las mareas como fuente de energía se remonta a los *molinos de marea*, de los que en el Reino Unido se tienen noticias desde el siglo XI. Los primeros molinos de marea aparecieron en Francia, y estaban instalados en el centro de un dique que cerraba una ensenada; así se creaba un embalse que se llenaba durante la pleamar por medio de unas compuertas y durante la bajamar el agua salía y accionaba una rueda de paletas. La energía se obtenía una vez por marea. Hoy en día pueden verse algunos de estos molinos en las costas normandas y bretonas francesas, y en el Cantábrico.

A finales del siglo XIX el progresivo desarrollo de los sistemas eléctricos y el tamaño creciente de las centrales generadoras de energía eléctrica motivaron el abandono progresivo de las fuentes de energía de carácter local, entre otras los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos y los molinos de marea.

Se sabe que el primero que estudió el problema del aprovechamiento de la energía de las mareas, y que ideó un sistema que permitía un aprovechamiento continuo de dicha energía, empleando para ello dos cuencas o receptáculos conjugados, fue el francés Belidor, (Proyecto de las islas Chausey). Las teorías expuestas por Belidor no quedaron en el olvido, y la idea de aprovechar la energía de las mareas sólo quedó aparcada hasta que se acometió el proyecto de resolver definitivamente el problema; otros ingenieros franceses proyectaron una central maremotriz en el estuario de Avranches, que consistía en un dique que cerraba el estuario y aprovechaba la energía de la marea en las correspondientes turbinas; los estudios para este proyecto estaban listos en 1923, pero el proyecto fue abandonado.

Otros países interesados en estudiar las posibilidades de emplear la energía de las mareas para la producción de energía eléctrica fueron Estados Unidos y Canadá. Sus primeros estudios se remontan al año 1919 y posteriormente deciden la implantación de una central maremotriz en la frontera de ambos países, en la bahía de Fundy, en el río Annápolis, que ofrece mareas, en la región de Minas Basin, con amplitudes de hasta 20 metros y corrientes de marea de hasta 3 m/seg. Sin embargo, los estudios sobre la central fracasaron y cuando se reemprendieron nuevamente en 1964 se pensó en construir dos centrales maremotrices de una potencia de 500 MW, que trabajarían conjuntamente con una central hidroeléctrica de 750 MW. En 1965 Canadá realiza nuevos estudios bajo supervisión francesa, proyecto Sogreah, para la instalación de una central de potencia en la bahía de Minas Basin, contemplándose en este proyecto la introducción de los grupos Straflo con alternador periférico. En principio, estos proyectos no tuvieron una buena acogida, debido a que en esa época todo el mundo pensaba que el petróleo podía seguir siendo la forma más rentable de generar energía; sin embargo, dado el giro que tomaron los precios de los crudos y su inestabilidad, hizo pensar que la energía maremotriz podía ser una energía alternativa de futuro, competitiva con la energía nuclear, teniendo en cuenta su carácter inagotable y su poca influencia sobre el medio ambiente; algunos países ya la han introducido en sus planes de desarrollo energético, aunque sin muchas expectativas de futuro.

Ventajas de la energía maremotriz.- Es autorenovable, no contaminante, silenciosa, bajo costo de materia prima, no concentra población, disponible en cualquier clima y época del año, no presenta problemas de sequía como la hidráulica, dado que el promedio de amplitudes de marea prácticamente se puede considerar constante a lo largo del año, etc.

Tabla 2.- Emplazamientos más destacados para el desarrollo de centrales maremotrices

PAÍS	Emplazamiento	Altura media de marea metros	Superficie embalsada km ²	Potencia estimada MW	Producción aproximada GWh/año
Argentina	San José	5,9	778	5040	9400
	Golfo Nuevo	3,7	2376	6570	
	Río Deseado	3,6	73	180	
	Santa Cruz	7,5	222	2420	
	Río Gallegos	7,5	177	1900	
Australia	Bahía de Secure	7	140	1480	
	Ensenada de Walcott	7	260	2800	
Canadá	Cobequid	12,4	240	5338	14000
	Cumberland	10,9	90	1400	
	Shepody	10	115	1800	
Rusia	Bahía de Mezen	6,76	2640	15000	45000
	Penzhinsk, Mar de Okhost	11,4	20 530	87400	190000
	Bahía de Tugur	6,81	1080	7800	16200
USA	Turnagain Arm	7,5		6500	16600
	Knit Arm	7,5		2900	
	Pasamaquoddy	5,5			
India	Golfo de Khambat	6,8	1970	7000	15000
	Golfo de Kutch	5	170	900	
UK	Severn	7	520	8640	17000
	Mersey	6,5	61	700	
	Duddon	5,6	20	100	
	Wyre	6	5,8	64	
	Conwy	5,2	5,5	33	
Corea	Garolim	4,7	100	400	
	Cheonsu	4,5			
México	Río Colorado	6,7			

Desventajas.- Impacto visual y estructural sobre el paisaje costero, localización puntual que depende de la amplitud de las mareas, traslado de energía muy costoso, efecto negativo sobre la flora y la fauna aunque con el tiempo aparecen nuevas especies, limitada, etc.

REALIZACIONES

1) Central del RANCE.- La primera y única tentativa para el aprovechamiento de la energía de las mareas se realizó en Francia, en la ría del Rance, en las costas de Bretaña; en esta zona la amplitud de la marea puede alcanzar máximos de 13,5 metros, una de los mayores del mundo.

El volumen de agua de mar que puede penetrar en el estuario es del orden de 20.000 m³/seg.

Un dique artificial cierra la entrada de la ría y una esclusa mantiene la comunicación de ésta con el mar, asegurando la navegación en su interior.

Todos los elementos de la central maremotriz como, generadores eléctricos, máquinas auxiliares, turbinas, talleres de reparación, salas y habitaciones para el personal, están ubicados entre los muros del dique que cierra la entrada del estuario.

Fue acabada en 1967 y funciona con un ciclo de doble efecto con acumulación por bombeo. Su dique tiene 700 m de largo, 24 m de ancho y 27 m de alto (15 sobre el nivel medio del mar), 6 com-

puertas de 15 m de longitud y 10 m de altura y una esclusa que comunica, para pequeños barcos, el mar con el estuario.

Los inconvenientes del dique son que bloquea la navegación, impide la emigración de los peces, modifica el tamaño y localización de la zona entre mareas, así como el régimen de mareas aguas arriba. El embalse tiene una superficie de 20 km² y una capacidad de 186 millones de m³ entre pleamar y bajamar, es decir, el agua que se puede aprovechar en las turbinas.

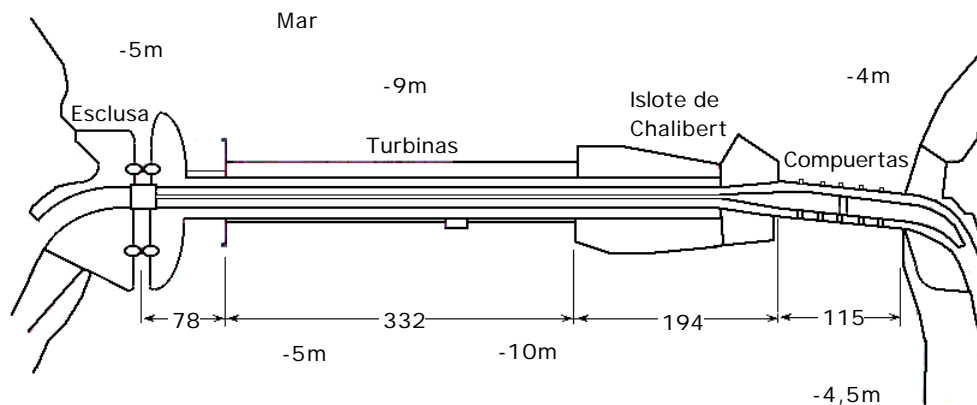


Fig 13.- Dique de la central maremotriz del Rance

Las turbinas Bulbo son axiales y fueron diseñadas para funcionar en los dos sentidos de marea; tienen el alternador de 64 polos en la prolongación del eje, alojado en el interior de un bulbo, y aprovecha saltos de pequeño desnivel y gran caudal, (el bulbo va instalado aguas arriba del rodete en T.D.); su regulación se efectúa mediante un distribuidor de 24 álabes directrices orientables que dirigen el agua hacia los álabes también orientables del rodete, para conseguir siempre que sea posible un rendimiento máximo y una velocidad sincrónica, pudiendo funcionar también como bomba. La central posee 24 turbinas bulbo de 10 MW, (caudal máximo 275 m³/seg en turbinaje directo). Cada unidad de explotación está compuesta por 4 turbinas que funcionan simultáneamente y tienen en común un cierto número de dispositivos anexos para su control y la excitación de los alternadores.



Fig 14.- Entorno de la central del Rance

La energía neta generada a lo largo del año es del orden de 550 GWh, (500 GWh en turbinaje directo y 50 en turbinaje inverso), equivalente a 3.10⁵ barriles de petróleo, de la que se ha deducido la energía de 65 GWh consumida en el bombeo, (un 10% de la energía generada). Sus gastos anua-

les de explotación en 1975 eran competitivos con los de las plantas hidroeléctricas convencionales.

2) **Central de KISLAYA. (Kislogubskaya).**- Ubicada en el mar de Barentz, Rusia; empezó a funcionar como planta piloto en 1968, siendo la segunda del mundo de esta clase; dispone de 1 turbina bulbo de 0,4 MW. Los módulos de la sala de máquinas y del dique fueron fabricados en tierra y llevados flotando al lugar elegido; fue concebida como banco de ensayos para la instalación mareomotriz de Penzhinsk, proyecto que en la actualidad ha sido olvidado.

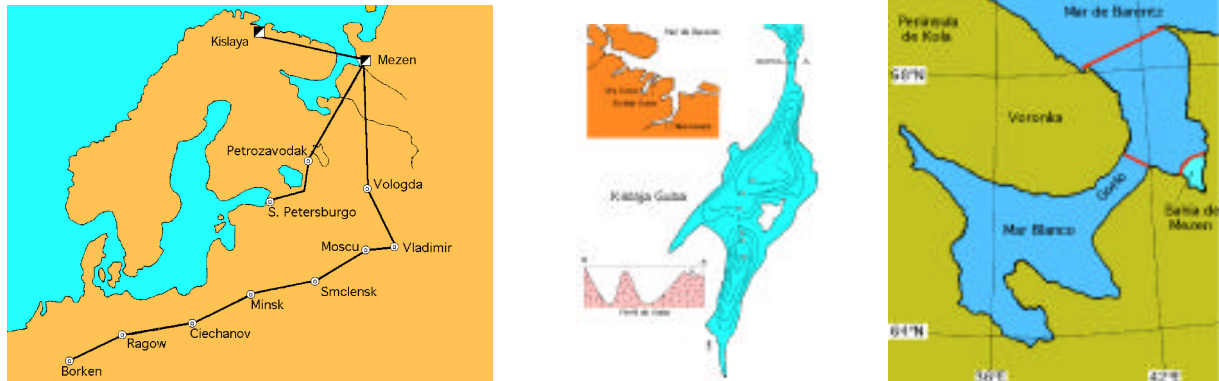


Fig 15.- Entorno de la central de Kislaya

La marea es semidiurna, con una velocidad de 3,6 m/seg. Amplitud media de 2,4 m, en el intervalo de 1,1 m y 4 m. El embalse de 1,1 km², tiene dos depresiones de una profundidad de 36 m separadas una de otra por una zona de 3 m de profundidad

3) **Central de la bahía de FUNDY.**- Está ubicada en el río Annápolis, en la frontera (USA-Canadá); la amplitud máxima de la marea puede alcanzar 15 metros.

La altura del dique es de 30,5 m y la longitud de 46,5 m

El aprovechamiento se consigue con una turbina *Straflo*, en experimentación desde 1984, de 18 MW y consumo de 400 m³/seg; esta turbina es axial, de 4 palas, e incorpora un alternador periférico de 144 polos, funcionando como turbina sólo en un sentido, tiene mayor rendimiento que la Bulbo y no está todavía desarrollada para funcionar como bomba, por problemas inherentes a la estanqueidad del alternador.



Fig 16.a.- Entorno de la central de Annápolis



Fig 16.b.- Entorno de la bahía de Minas Basin y central de Annápolis

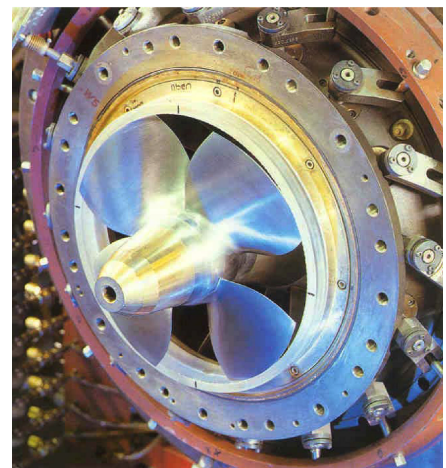
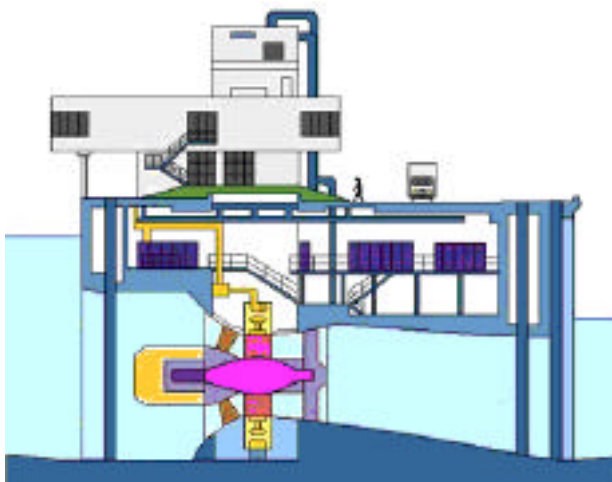


Fig 17.- Instalación de la bahía de Fundy y turbina Straflo

La innovación que introduce esta turbina axial con rodete Kaplan consiste en que los polos magnéticos inductores del alternador no van instalados en la prolongación del eje de la turbina, sino fijos a la periferia de los álabes, en la periferia del canal de flujo, es decir, el rotor y el estator están encajados en un alojamiento anular que rodea al conducto por donde circula el agua, de forma que

quedan fuera del paso rectilíneo del agua. Necesitan de una junta de estanqueidad anular entre el rotor y su alojamiento que asegura el aislamiento de la parte eléctrica del agua. De este modo se consigue una mejora en el rendimiento, ya que al no tener bulbo, éste no se interpone en el flujo del agua, sino que circunda el conducto. Su simplicidad permite reducir los costes de fabricación en un tercio respecto a las turbinas convencionales.

Las características de la *turbina* Straflo de Annápolis son:

Turbina: Caudal: $408 \text{ m}^3/\text{seg}$; N° de palas 4 ; Salto, entre 1,4 y 7,1 m ; Altura nominal 5,5 m
 $N_{\text{máx}} = 20 \text{ MW}$; $N_{\text{nominal}} = 17,3 \text{ MW}$; $n = 50 \text{ rpm}$.

$N_{\text{nominal}} = 19,2 \text{ MVA}$ (potencia aparente, composición vectorial de la activa más la reactiva)

Alternador: $N_{\text{máx}} = 22,25 \text{ MVA}$; factor de potencia= 0,9

Frecuencia = 60 Hz ; n° de fases= 3 ; Nmero de polos: 144

Tabla 3.- Centrales maremotrices existentes

PAÍS	Año de puesta en servicio	Emplazamiento	Amplitud media de marea metros	Superficie embalsada km^2	Potencia instalada MW
Francia	1966	El Rance	8,17	17	240
Rusia	1968	Kislaya Guba	2,4	2	0,4
Canadá	1984	Annápolis, Fundy	6,4	6	18
China	1961-80	4 emplazamientos	7	1,8	1,2
China	1980-86	Jiangxia	7,1	2	3,2

CENTRALES EN ESTUDIO

1) *Proyecto de las islas CHAUSEY (Bahía de Saint Michel)*.- La central ya comentada al definir los ciclos múltiples, estaría ubicada en la bahía de Avranches, Francia. La inversión sería gigantesca.

2) *Central de la bahía de KISLAYA*.- Situada en la península de KOKA, entre el mar Báltico y el mar de Barentz, Rusia. La amplitud de la marea es de 7 metros. Constaría de dos diques, con una longitud total de 7 km, 22 compuertas y 60 turbinas Bulbo de 6 MW, en total 360 MW.

3) *Central de la bahía de MEZEN*.- En el mismo entorno que la anterior, la amplitud de la marea llega a ser de 9 metros; tendría un dique de 17 km, cerrando un embalse de 2.650 km^2 , una potencia de 17 GW y una producción de 25 TWh/año. La marea es semidiurna con una amplitud de 10 m

4) *Central de la bahía de FUNDY*.- El gobierno canadiense ha estudiado una serie de posibles localizaciones para construir un dique comercialmente viable, en Minas Basin; de dar resultado la turbina Straflow, se podría construir una gigantesca central maremotriz de 5,5 GW, con un caudal de $55.000 \text{ m}^3/\text{seg}$.

El nivel medio de la marea es de 12 m; marea máxima 18 m. El nivel medio de la marea se eleva a razón de 3,1 cm/minuto. El flujo total de mareas podría generar 400 GWh

A la entrada de la bahía del Fundy, en el golfo del Maine, los Estados Unidos tienen planeado construir una central experimental de 12 MW con 2 turbinas de 6 MW

5) *Central de la bahía de TUGUR*.- Situada en el mar de Okhost, con una amplitud de marea

máxima del orden de 8 metros; con un embalse de 1.850 km² y un dique de 36 km generaría 8 GW o 20 TWh/año. La marea es semidiurna, con una amplitud media de 9 m.

Utilizaría un nuevo modelo de turbina ortogonal de doble efecto, Fig 20, parecida a los rotores eólicos de eje vertical tipo Giromill, con 3 perfiles aerodinámicos

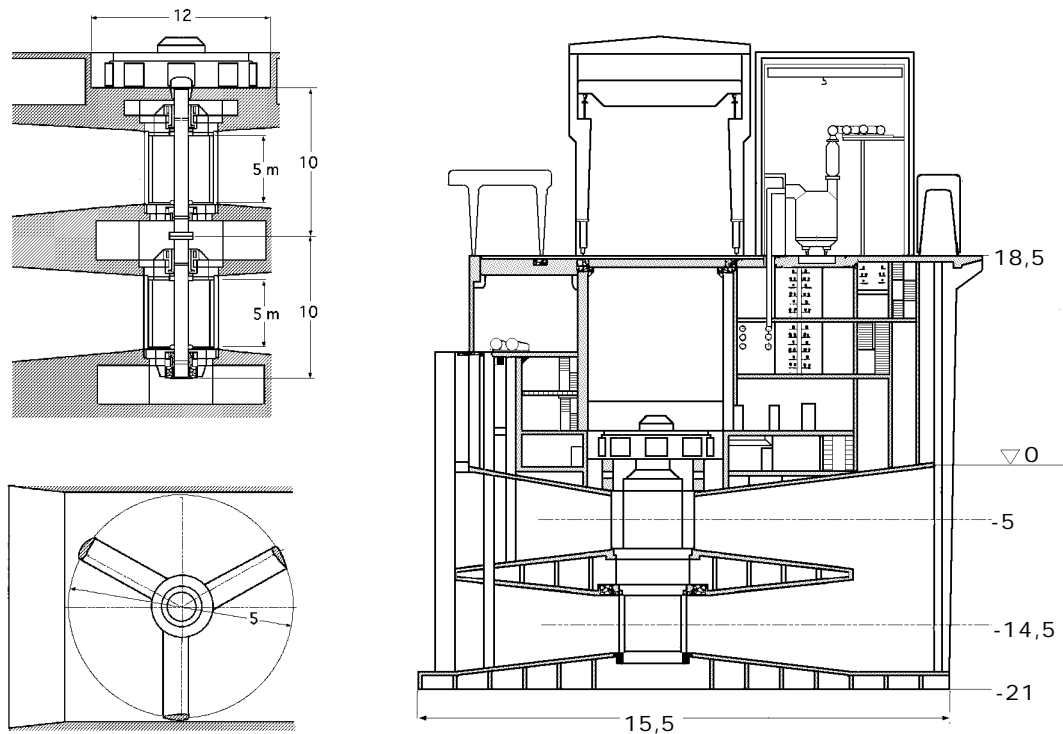


Fig 20.- Turbina ortogonal para el Tugur

6) **Central de la bahía de PENZHINSK.-** Predomina la marea de componente diurna, con una amplitud media de 13,5 metros. Se idearon dos proyectos que fueron abandonados: Uno, al Norte, con un dique de 31,5 km de longitud que cerraría un embalse de 6800 km² y generaría 35 GW.

Otro, al Sur, con un dique de 72 km que cerraría un embalse de 20000 km² y generaría 100 GW.

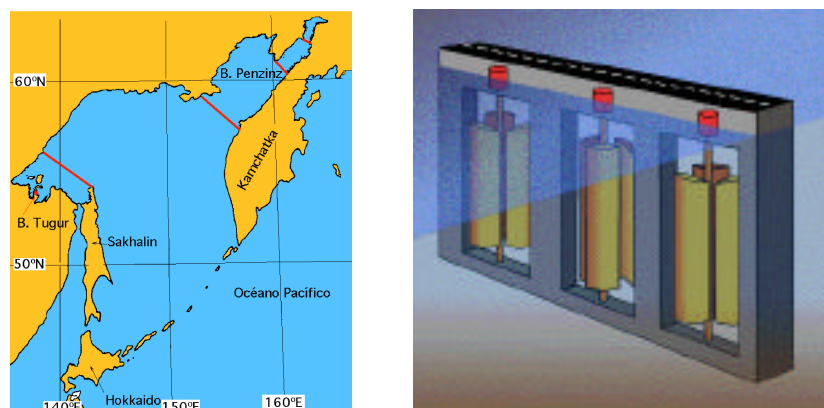


Fig 21.- Entorno de las centrales de Tugur y Penzhinsk y turbina ortogonal

7) **Central del estuario del SEVERN.-** Gran Bretaña proyectó construir una central maremotriz en el estuario del río Severn, cerca de Bristol, en el que la marea llega a alcanzar una amplitud de 16

m; se consideraron dos posibles ubicaciones; la que parecía más favorable, denominada Cardiff-Weston, suponía construir un dique de 16,3 km entre Brean Down y Lavernok Point y conformar un embalse de 500 km², para emplazar 216 turbinas Straflo de 40 MW, (8640 MW), con una producción prevista de 7,5 GW ó 14,4 TWh/año, suficiente para cubrir el 6% del consumo nacional; se tardaría en su ejecución unos 13 años y daría trabajo en ese tiempo a 44.000 personas, pero el proyecto fue rechazado debido a su impacto en el ecosistema y a que no parecía muy rentable económicamente por cuanto en la zona donde iría ubicada existen algunas centrales térmicas.

Proyecto de Mersey: Dique de 2 km; potencia 700 MW



Fig 22.- Ubicación de posibles centrales maremotrices inglesas

8) *Central del GOLFO DE SAN JOSE.*- En Argentina, las mayores mareas se concentran en la península de Valdés, al noroeste de Chubut, formada por los golfos San José, al norte, (alimentado por el golfo de San Matías), y el golfo Nuevo, al sur, (alimentado por el Océano Atlántico).

El estrecho istmo Carlos Ameghino, que separa ambos golfos, de 5 a 7 km de ancho, actúa como un magnifico dique natural, embalsando a un lado y a otro el agua de las pleamares y de las bajamares que se alternan en ambos golfos. La onda de marea, se desplaza de sur a norte con una amplitud de 5,9 m y con la característica de existir entre ambos golfos un intervalo pleamar-bajamar de 5 horas. Con éstos desniveles se podría lograr una generación de energía del orden de 20 GW, doble de la potencia hidroeléctrica instalada actualmente en todo el país.

También se han formulado otras propuestas respecto del cierre de los golfos San José y Nuevo mediante presas, y su comunicación por medio de un canal a través del istmo donde se ubicaría la central, que podría generar del orden de 8 GW.

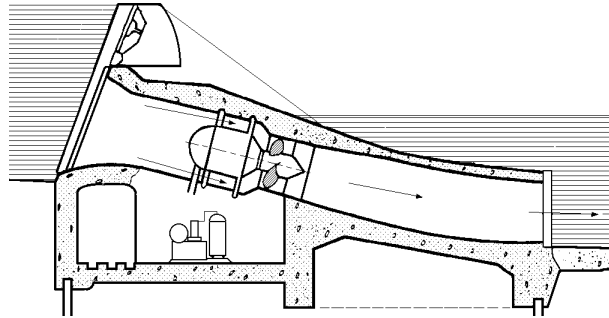
4.- ANTECEDENTES DE LOS GRUPOS UTILIZADOS EN LAS CENTRALES MAREMOTRICES

La evolución de ideas hasta llegar al concepto de los grupos bulbo de las centrales maremotrices, parte del hecho de que fueron concebidos para ser utilizados en cuencas fluviales de grandes caudales; el nacimiento oficial de los grupos bulbo tiene lugar el 27 de diciembre de 1933, adquiriendo el derecho de los mismos Arno Fisher, que en 1936 inaugura los dos primeros grupos de flujo axial de Rostin, Fig 22, en el río Persante.

El flujo axial comporta una serie de ventajas, como:

a) Una mejor distribución de velocidades del agua sobre las palas, lo que permite un aumento del caudal específico, y de la potencia específica, o lo que es lo mismo, una reducción del diámetro para un caudal dado o para igual potencia en comparación con los de eje vertical, $D_{vert} = 1,15 D_{axial}$

b) La disminución de pérdidas de carga a la entrada y salida lo que implica una mejora en el rendimiento



H = 3,75 m ; Q = 6,3 m³/seg ; N = 195 kW ; n = 250 rpm ; Diámetro del rodete = 1,35 m
Fig 23.- Grupo Bulbo de Röstin 1936. (Se construyeron 2 grupos)

c) La mejora sobre la cavitación debida a las condiciones del flujo que aumenta la velocidad de rotación lo que conduce a un alternador más económico.

d) Esta disposición se acompaña de una simplificación y reducción del volumen de la obra civil, así como del coste de las obras.

Sin embargo, y a pesar de estas mejoras, no se tenía clara la ubicación del alternador, y los constructores se encontraron con tres alternativas para la instalación del alternador, que podía ir colocado en el exterior, en la periferia o en el interior del conducto.

Grupos con el alternador en el exterior.- Esta disposición da lugar a los grupos tubo; la idea, Neyrpic, data de la construcción de la primera presa de Asuán en 1927, pero nunca se han conseguido grandes resultados a causa de la aparición de vibraciones.

Grupos con el alternador en la periferia.- La idea proviene del ingeniero americano, Leroy Harza, Fig 24, y data de 1919, completada en 1924; las palas hélice juegan el papel de brazos del rotor lo cual hace que si éstas se construyen orientables, los problemas mecánicos sean importantes.

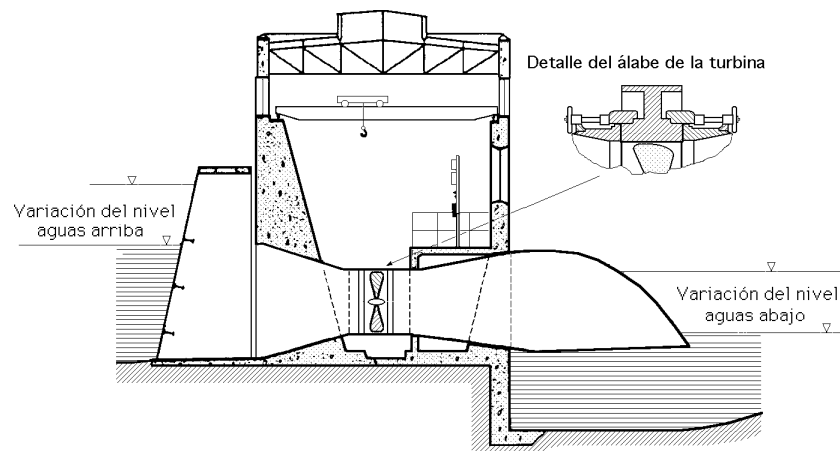
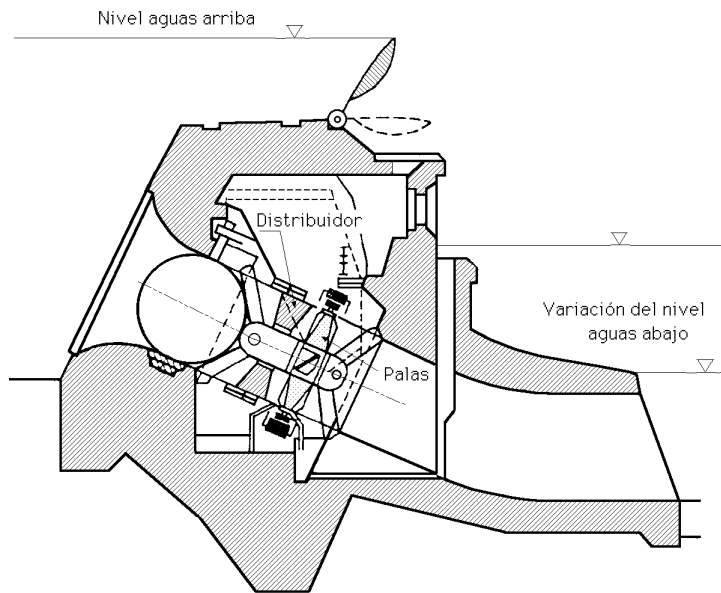


Fig 24.- Grupo con alternador periférico, 1919-1924, (Harza)



$H = 9 \text{ m}$; $Q = 25 \text{ m}^3/\text{seg}$; $N = 1.75 \text{ MW}$; $n = 214 \text{ rpm}$; Diámetro del rodete $d = 2,15 \text{ metros}$

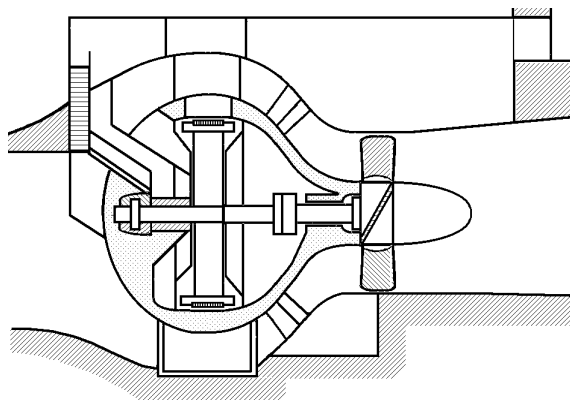
Fig 25.- Grupo Bulbo con alternador periférico de Steinbach (Baviera)

Los polos magnéticos inductores del alternador se encuentran unidos solidariamente a la periferia del rodete de la turbina y giran con él.

En Baviera tuvieron lugar las primeras realizaciones de Escher Wyss (Ravensburg), con palas fijas; las fugas en las juntas de estanqueidad causaron dificultades, resueltas en la actualidad, siendo la duración de las juntas superior a las 20000 horas de funcionamiento.

Los rusos también lo utilizaron en la central de Ortachalsk, pero al ser los grupos de grandes dimensiones, 6,3 MW, $H = 10,5 \text{ m}$, $D = 3,3 \text{ m}$, encontraron muchas dificultades que les hicieron abandonar la explotación. El desarrollo de estos grupos limita el diámetro del rodete y la capacidad operativa ya que las palas son orientables; la turbina Straflo de Fundy, más moderna, pertenece a este tipo de turbinas con el alternador en la periferia.

Grupos con el alternador en el interior.- Son los que se emplean actualmente en las turbinas Bulbo, datan de 1933 y aunque a priori fueron mal aceptados, acabaron imponiéndose.



Diámetro del rodete = 8 m ; diámetro del Bulbo = 12 m

Fig 26.- El primer proyecto de grupo Bulbo para el Rance (1943)

Al finalizar la 2ª Guerra Mundial, Francia se interesa por la adopción de grupos reversibles maremotrices y grupos para pequeños saltos; su empleo en las centrales maremotrices se debe fundamentalmente a las condiciones de doble sentido de funcionamiento y a la necesidad de su empleo en funciones de bombeo para aumentar el nivel del embalse, Fig 26.

Este tipo de funcionamiento originó problemas en los sistemas eléctricos que implicaron una disminución del tamaño del alternador, y en el sistema de refrigeración por aceite a presión, y evitar las entradas de agua en el recinto sumergido del alternador, lo que indujo a construir un grupo único (turbina-alternador), siendo en este momento cuando nacen los auténticos grupos Bulbo de aplicación exclusiva en las centrales maremotrices, reversibles y bombeo, que tienen como características principales:

- a) *Paso del agua axial*
- b) *Funcionamiento en los dos sentidos y posibilidad de actuar como bomba para el llenado y vaciado del embalse.*

La primera generación de turbinas Bulbo fueron las del tipo Castet, con un diámetro de rueda inferior a 2 m; con ellas se dio un paso decisivo en el conocimiento y resolución de los numerosos problemas que se fueron presentando, tanto hidráulicos como mecánicos.

En la elección de las turbinas se deben considerar una serie de aspectos específicos de este tipo de instalaciones, entre los que cabe citar:

- *Salto pequeños*
- *Variabilidad en el salto y en el caudal*
- *Frecuencia de arranques y paradas*
- *Requisitos para bombeo o para generación bidireccional.*

LOS PEQUEÑOS Y MEDIOS BULBOS.- Los grupos bulbo tienen interés en minicentrales hidráulicas para aprovechar saltos pequeños con caudales relativamente pequeños; se pueden presentar tres tipos de disposiciones función de las condiciones locales, como grupos en sifón, en cámara de agua y en conducto.

Los grupos en sifón, Fig 27 y 28 se emplean para saltos de 1,5 a 3 m con caudales del orden de 15 m³/seg, (microcentrales), estando sus potencias entre 50 y 300 kW. La disposición del sifón no impone el tener que recurrir a la técnica del bulbo, ya que el alternador puede estar situado en el exterior del conducto, bien al aire libre o sumergido.

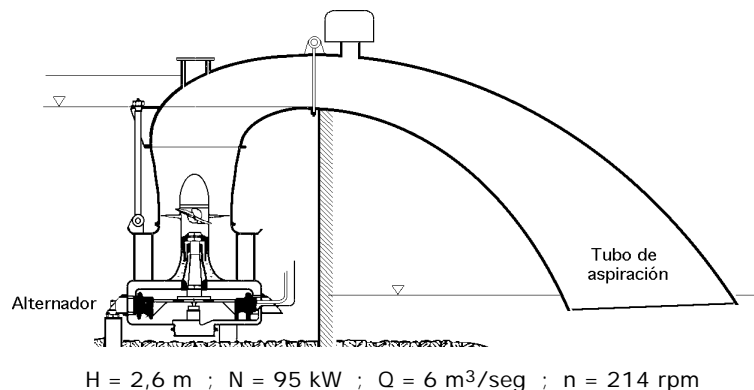


Fig 27.- Grupo con sifón-aspirador a la salida; el alternador va sumergido en el exterior del sifón

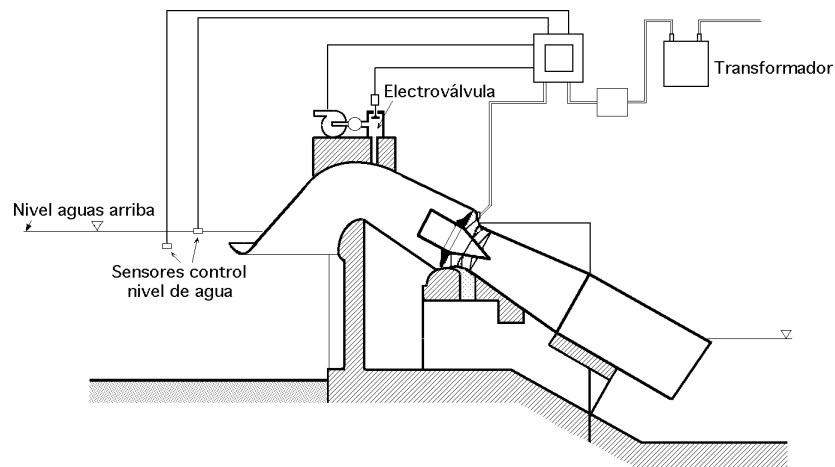
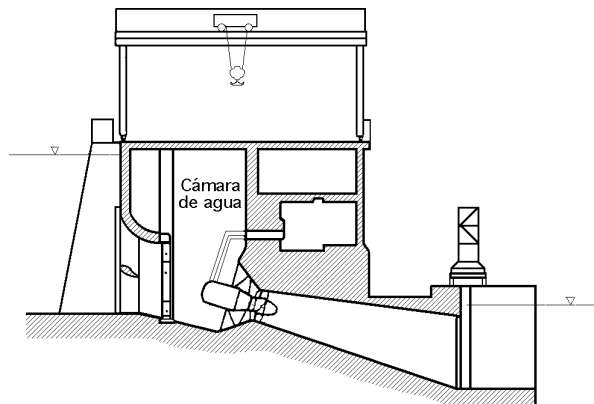


Fig 28.- Grupo Bulbo con depósito de agua y sifón aguas arriba



$H = 7,8 \text{ m}$; Diámetro del rodete $d = 1,65 \text{ m}$; $Q = 12,5 \text{ m}^3/\text{seg}$; $N = 810 \text{ kW}$; $n = 250 \text{ rpm}$

Fig 29.- Turbina Bulbo instalada en cámara de agua (Castet) (1954)

Los grupos en cámara abierta son para caudales del orden de 10 a $15 \text{ m}^3/\text{seg}$, aunque excepcionalmente pueden alcanzar $28 \text{ m}^3/\text{seg}$, siendo las alturas del salto generalmente superiores a las de sifón. El bulbo está inmerso en el agua de forma que ésta ataca directamente al distribuidor y al rodete.

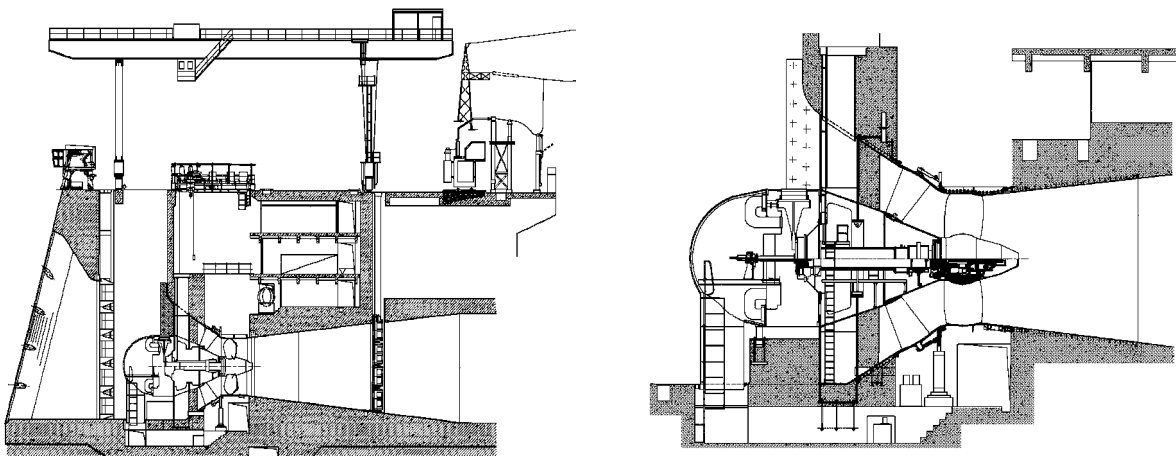
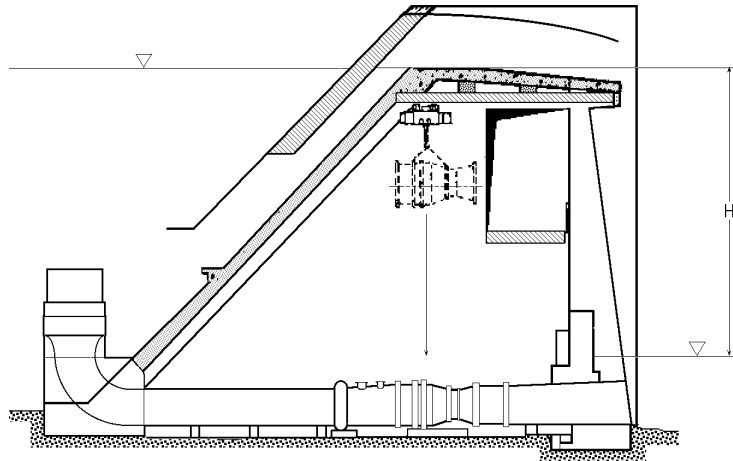


Fig 30.- Turbina Bulbo moderna con cámara abierta instalada en un dique

Otro modelo de características parecidas, aunque todavía de mayor salto, lo constituye los *grupos en conducto*, cuya principal característica es su sencillez, pues se confunden la presa y la central en una única obra, Fig 21; el bulbo va aguas abajo.



$Q = 7,5 \text{ m}^3/\text{seg}$; $H = 15,5 \text{ m}$; $N = 0,8 \text{ MW}$; $n = 500 \text{ rpm}$; Diámetro del rodete $d = 1,12 \text{ m}$

Fig 31.- Grupo bulbo en conducto de Lartigue, de palas fijas

5.- DISEÑO DE LOS GRUPOS BULBO

La búsqueda de turbomáquinas que funcionen como turbina y como bomba, en ambos sentidos, con conductos hidráulicos de formas simples y económicos, tendentes a mejorar la rentabilidad de las minicentrales hidráulicas y las centrales maremotrices, condujo a la puesta a punto de los grupos Bulbo; para ello se han utilizado turbinas axiales, que requieren conductos hidráulicos de formas simples y dimensiones reducidas, que permiten un aumento de la potencia específica y una reducción del costo de la obra civil.

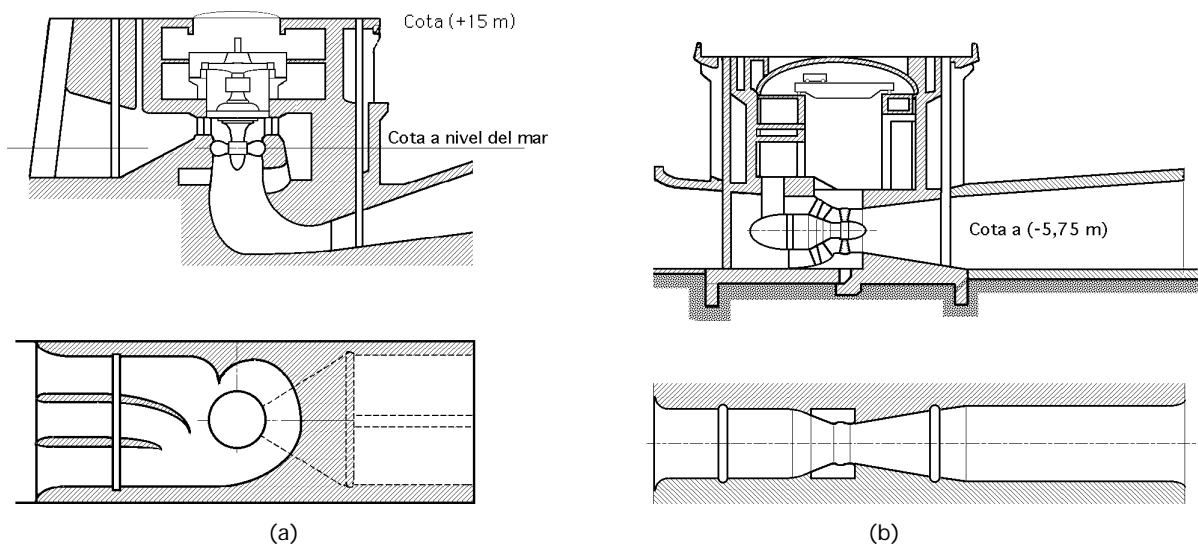


Fig 32.- Conductos hidráulicos requeridos por una turbina Kaplan y un grupo Bulbo de cámara cerrada

Trazado hidráulico de los grupos Bulbo.- Lo que se trata de conseguir con los grupos Bulbo es aumentar la potencia específica, mediante un aumento de la velocidad específica n_s . Los ensayos sobre la distribución de velocidades muestran que las pérdidas de carga más importantes se producen, para potencias específicas elevadas, a la entrada y a la salida.

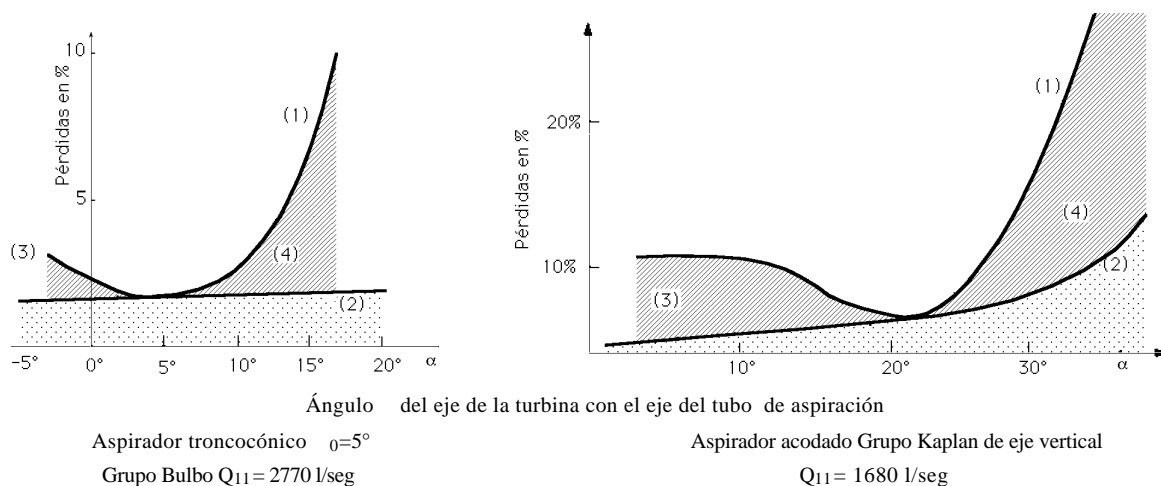
Los conductos hidráulicos de los grupos Bulbo son menos complicadas que los de las turbinas Kaplan, y llegan a tener pérdidas relativamente poco importantes, por lo que se pueden conseguir con los grupos Bulbo mayores potencias específicas, para un salto hidráulico dado.

En la Fig 32 se compara la obra civil de un grupo convencional Kaplan proyectado en principio para el Rance, con el tipo Bulbo definitivamente adoptado. Mientras una turbina Kaplan de 9 MW necesitaba una longitud de dique de 20,5 metros, la turbina Bulbo de 10 MW ocupaba sólo 13,3 m, pudiéndose apreciar también que las obras requeridas para esta última son más sencillas.

Para rendimientos iguales, los grupos Bulbo tienen un diámetro de rodete inferior al de las turbinas Kaplan de la misma potencia; para caídas más pequeñas que el salto de diseño, las potencias generadas por la turbina Bulbo son superiores a las desarrolladas por las turbinas Kaplan.

El tubo de aspiración.- La energía cinética a la salida de la rueda alcanza un valor próximo a la energía total del salto, lo que muestra la importancia del tubo de aspiración en las máquinas con grandes potencias específicas.

Un deslizamiento axial uniforme a la salida de la rueda es difícil de obtener, incluso para un sólo sentido de funcionamiento; se podría obtener un excelente rendimiento si se tomase la precaución de escoger un ángulo α_0 adecuado en el codo del tubo de aspiración. Sin embargo, para éste ángulo ideal α_0 la longitud del tubo de aspiración tendería a aumentar y podría llegar a alcanzar valores económicamente inaceptables, con una sección de salida igual a casi cuatro veces la sección de la rueda, lo que implicaría el riesgo de desprendimiento de la capa límite y la consiguiente erosión del conducto. La elección de un reparto de velocidades tangenciales a lo largo de la sección, es difícil, ya que las pérdidas de carga en el tubo de aspiración no provienen únicamente del desprendimiento de la capa límite, sino también de las corrientes de retorno en la parte central.



Curvas: (1) Pérdida total en el aspirador; (2) Pérdidas por rozamiento para $h = kc^2$

Zonas: (3) Pérdidas por desprendimiento de la pared; (4) Pérdidas por recirculación

Fig 33.- Pérdida de carga en algunos tipos de tubo de aspiración de turbinas Bulbo y Kaplan

La gráfica de la Fig 33 proporciona las pérdidas en el aspirador de un grupo Bulbo y otro Kaplan; en el eje de ordenadas se han llevado las pérdidas y en el eje de abscisas el ángulo que forma la velocidad absoluta en el aspirador con el eje de la máquina, observándose que las pérdidas crecen más rápidamente para valores superiores al ángulo óptimo que para valores inferiores.

En suma, el flujo en el tubo aspirador troncocónico depende del trazado del conjunto de los conductos hidráulicos y de la rueda. Las pérdidas en el aspirador provienen casi únicamente de los desprendimientos de la capa límite, de las turbulencias y de los grandes remolinos que originan tales desprendimientos.

La energía cinética a la salida del tubo aspirador de un grupo Bulbo es del orden de $1,4 \div 1,5$ veces la energía cinética a la salida del rodete, $\frac{c_m^2}{2g}$; en un grupo Kaplan llega a ser, $3 \frac{c_m^2}{2g}$.

La recuperación parcial de esta energía creada en el aspirador se efectúa en mejores condiciones para los grupos Bulbo que para los Kaplan, pues el campo de velocidades a la salida del aspirador es más homogéneo para los Bulbo que para éstas.

Conductos.- Las pérdidas de carga en los conductos de los grupos Bulbo y Kaplan, son comparables; sin embargo, las dimensiones de los conductos aguas arriba del distribuidor del grupo Bulbo son más pequeñas que las de la Kaplan.

Una limitación de las dimensiones de los conductos aguas arriba, permite disminuir la anchura del dique y alojar el conjunto del grupo entre paredes planas, verticales y paralelas, obteniéndose así una mejora en la potencia para una anchura de central dada. Estas disposiciones de conjunto exigen también que el diámetro del Bulbo y, por lo tanto, el del estator del alternador sea inferior al diámetro del rodete, por lo que el futuro desarrollo de estas máquinas se encuentra condicionado por la posibilidad de construir alternadores de diámetro reducido, que sería muy importante para los grupos de turbinas que funcionasen en los dos sentidos, aunque esta situación después de la experiencia del Rance, que prácticamente no funciona en el turbinaje inverso salvo con mareas muy vivas, queda un poco en el aire.

El crecimiento de las potencias específicas conduce a grupos con diámetro de rodete de 7,5 a 8 m. Para no aumentar el precio de los distribuidores móviles, se han adoptado álabes directrices de formas simples en los que las generatrices de los nervios de éstos álabes concurren en el vértice de un cono que contiene los ejes de las directrices; este vértice constituye un centro de homotecia para los diferentes nervios, por lo que estas formas en el diseño simplifican considerablemente su construcción.

El trazado óptimo del rodete exige que las directrices posean una cierta torsión, álabes alabeados, lo que supone un aumento en el coste del distribuidor, que lo pueden hacer económicamente inaceptable.

Se obtiene un reparto correcto de las velocidades c_1 a la entrada de la rueda, jugando con la forma de las paredes, con la geometría del distribuidor y con la forma de los perfiles homotéticos de las directrices.

Para los grupos Bulbo con un solo apoyo aguas arriba, la relación entre los diámetros de entrada y del rodete es del orden de 0,8 a 0,9

Si se trata de grupos de 7,5 a 8 m de diámetro esta relación aumenta hasta 1,2 ó 1,3 para faci-

litar la construcción de la carcasa del alternador y su posterior montaje en varias piezas.

El aumento de la relación entre el diámetro del alternador y el de la rueda conduce a modificar el trazado hidráulico de la entrada aguas arriba y del distribuidor.

Para no alargar demasiado el grupo, es preciso disminuir el ángulo en el vértice del distribuidor cónico, lo que implica un aumento de la curvatura de deslizamiento a la entrada del distribuidor.

Se pueden concebir grupos de potencia específica elevada con una relación entre el diámetro del alternador y el de la rueda del orden de 1,2 a 1,3 adoptando un ángulo medio en el vértice del distribuidor del orden de 40° a 50°, pero esto implica problemas en la alimentación de la rueda.

Cavitación. - Los grupos Bulbo entran en la categoría de turbinas alimentadas por saltos fuertemente variables por lo que las condiciones que provocan la cavitación se tienen que analizar en profundidad, así como el diseño de las zonas que son propensas a su formación y desarrollo con la reducción de la tensión, estabilidad de los deslizamientos, vibraciones, etc; por razones económicas no se puede adoptar un diseño que cumpla con todas estas premisas y garantice la máquina contra todo efecto de cavitación. Las observaciones sobre la aparición y desarrollo de la cavitación constituyen un conjunto de datos, sin los cuales no se podría realizar el trazado de las palas, pero sobre todo sirven para definir en las diferentes zonas de funcionamiento los márgenes que se pueden adoptar. Para la determinación del diseño de los grupos Bulbo se pueden considerar las mismas reglas y los mismos parámetros obtenidos a partir de los resultados de explotación de las turbinas Kaplan, con un margen de seguridad suficiente.

Potencias específicas de los grupos Bulbo. - El examen de datos estadísticos muestra que el caudal Q_{11} de una turbina unidad Bulbo alcanza los 4 m³/seg, mientras que el de una turbina Kaplan no llega a los 2,6 m³/seg; la velocidad en los grupos Bulbo llega a valores de $n_{11} = 250$ rpm y la de una Kaplan a 200 rpm. Para saltos equivalentes, la contrapresión sobre las palas de una turbina Bulbo es más elevada que sobre las de una Kaplan de la misma potencia nominal. Los límites citados se corresponden con una potencia maximal del alternador, con el límite de cavitación y con la abertura máxima del distribuidor.

Se puede hablar de una equivalencia entre el salto y el nº de rpm del rodete bulbo y el salto y el nº de rpm del rodete Kaplan. Para el ejemplo que se propone:

$$\frac{\text{Turbina Kaplan}}{\text{Turbina bulbo}} = \frac{\text{Salto (7 m)}}{\text{Salto (6,1 m)}} = \frac{83,3 \text{ rpm}}{71,4 \text{ rpm}} = 1,15$$

la relación entre salto y nº de rpm es 1,15.

El peso de la turbina bulbo es sensiblemente inferior al de la turbina Kaplan, como se indica en la tabla siguiente:

Tabla 4.- Relación en peso entre los grupos bulbo y Kaplan

	Grupo Kaplan	Grupo bulbo	% en peso
Turbina	720 Tm	575 Tm	145 Tm (20%)
Alternador	270 Tm	145 Tm	125 Tm (46%)
Grupo completo	990 Tm	720 Tm	270 Tm (27%)

Potencia de un alternador.- La potencia nominal de un alternador N_{alt} en kW viene dada por la expresión:

$$N_{alt} = K_u D L n$$

en la que:

D es el diámetro del estator en metros,

L es la longitud axial del circuito magnético del estator en metros

n es la velocidad de rotación en rpm

K_u es un coeficiente de utilización de la potencia.

El valor del diámetro D del estator viene impuesto por el diámetro D_e de la turbina, según la relación, $D \geq 2 D_e$. Se observa que al disminuir el diámetro del estator D y mantener constante la potencia, hay que aumentar la velocidad de giro, la longitud del alternador y el valor del coeficiente K_u . La posibilidad de aumentar en los grandes grupos el número n de rpm, es difícil debido a complicaciones técnicas, alcanzándose como máximo velocidades del orden de 140 rpm.

La modificación de L viene condicionada por la ventilación axial del alternador, no pudiéndose utilizar ventilación radial debido al bajo número de rpm del rotor.

El coeficiente K_u es de la forma:

$$K_u = K B_d A$$

en la que B_d es la inducción en el entrehierro en vacío, en Teslas, A es la corriente por centímetro periférico, en Amp/cm, y K es el factor de potencia.

a) Para aumentar A es preciso aumentar la permeabilidad del medio

b) Para aumentar B_d es preciso aumentar la corriente de excitación y la densidad de corriente en las bobinas del rotor.

La ventilación de los alternadores se realiza mediante refrigeración axial asistida por el efecto de refrigeración del fluido refrigerante (aire) con el medio exterior; para ello las carcasas exteriores del Bulbo se diseñan de forma que permitan evacuar el 30% del calor generado. El fluido refrigerante suele ser aire comprimido entre dos y tres atmósferas, consiguiéndose de esta forma la refrigeración del grupo, al tiempo que permite una presión adecuada en su interior para contrarrestar el efecto de la presión exterior que el agua ejerce sobre el grupo.

Consideraciones ambientales.- La alteración del régimen hidrodinámico implica una menor dispersión de efluentes, lo que influye en el transporte de sedimentos.

La amplitud de la marea en el estuario influye en el medio ambiente; una central maremotriz puede reducir la máxima marea viva en un 50% y tiene un efecto menor sobre la marea muerta. La prevención de cambios en el ecosistema no está bien definida, ya que éstos dependen de cada emplazamiento. Para hacer una previsión de los cambios físicos inducidos en el estuario, es necesario conocer las distribuciones de la salinidad, turbidez, corrientes contaminantes y nutrientes. Las partículas en suspensión reducen la penetración de la luz solar, lo que afecta negativamente a la vida natural del estuario

Entre los efectos positivos sobre el medio ambiente se podría citar la posible protección frente a mareas muy vivas, aunque esta situación existía antes de construir la central, por lo que se habrían tomado las precauciones necesarias. Un aprovechamiento pequeño, en general, tiene un mayor impacto en relación con la energía producida.

Parámetros.- Entre los parámetros característicos de los equipos empleados en una central maremotriz, destacan los siguientes:

a) La elección del diámetro del rodete que fija la escala y dimensiones de la obra civil de la instalación

b) Las alturas netas tienen que ser iguales a la altura mínima necesaria para obtener la potencia nominal, teniendo que satisfacer incluso a las pequeñas mareas.

Estos dos parámetros condicionan la velocidad de rotación del grupo y, por lo tanto, las dimensiones del alternador.

Como los lugares apropiados para la instalación de este tipo de turbinas están caracterizados por unas amplitudes de marea con un máximo de 13 a 18 metros, el funcionamiento a baja altura de carga influye notoriamente sobre la generación de energía; las disposiciones posibles que intentan paliar este problema pueden ser:

a) La utilización de un multiplicador de velocidad colocado entre el rodete y el alternador, que le permita girar más deprisa, al tiempo que reduce su diámetro y, por tanto, el tamaño del Bulbo que condiciona al grupo. Su empleo permitiría la utilización de un alternador de mayor rendimiento y de precio más bajo, rentabilizando las instalaciones de baja amplitud de marea, de gran interés para las centrales maremotrices.

b) El funcionamiento de los grupos a velocidad variable utilizando convertidores estáticos de frecuencia a potencia total o a potencia nominal, que permitan el desembrague automático del alternador cuando la velocidad pase de un umbral prefijado, limitando la velocidad de embalamiento del alternador.

Tabla 5.- Datos de algunas minicentrales hidráulicas y maremotrices

Año	1980	1980	1980	1982	1983
País	Bélgica	Bélgica	Suiza	Austria	Canadá
Localidad	Andenne	Lixhe	Höngg	Weizöde	Annápolis
Unidades	3	4	1	2	1
Diámetro Rodete (m)	3,55	3,55	3	3,7	7,6
Salto (m)	5,5	5,5	3,5	11	7,1
Potencia (MW)	3,5	3,5	1,5	8	20

6.- LA CENTRAL MAREMOTRIZ DEL RANCE

Uno de los problemas que hubo de solucionar en este proyecto fue el del tipo de turbina a utilizar, ya que las convencionales del tipo Kaplan, no eran las más adecuadas para condiciones de funcionamiento con caudales elevados y saltos reducidos y muy variables; además no son reversibles, por lo que su operatividad en un ciclo de doble efecto, con turbinaje y bombeo del embalse al mar y del mar al embalse, sólo serían posible mediante conducciones conmutadas que requieren obras muy voluminosas y costosas, y aún así, no permitirían el bombeo si no fuese mediante bombas independientes, lo que aumentaría el coste y crearía problemas de espacio. Por otra parte es con-

veniente eliminar todo lo posible el peso y el volumen de los grupos, para reducir así la sección del costoso dique y aprovecharlo al máximo.



Fig 34.- Central maremotriz del Rance

El interés en resolver estos problemas mediante un grupo turbina-alternador poco voluminoso, capaz de funcionar en ambos sentidos, tanto como turbina como bomba, condujo al desarrollo de los conjuntos de turbomáquinas axiales Bulbo.

Estos grupos comprenden:

a) *Un conducto troncocónico de entrada, que posteriormente se ensancha alrededor del Bulbo que contiene el generador-alternador*

b) *Un Bulbo o envoltura metálica en cuyo interior se encuentra el generador, que tiene una velocidad máxima de 260 rpm, y una velocidad de rotación normal de 93,75 rpm; el Bulbo está unido al muro exterior del conducto por aletas radiales que le sirven de soporte y al mismo tiempo guían el agua. El conjunto, constituido por las aletas y las paredes exterior del Bulbo e interior del conducto conforman el predistribuidor.*

c) *Un distribuidor, situado entre el predistribuidor y el rodete; está formado por 24 álabes directrices que dirigen el agua en la dirección conveniente hacia el rodete móvil, estando comprendida la abertura de las directrices entre 0° y 95°; estos álabes son como los de las turbinas Kaplan y por la misma razón orientables mediante un mecanismo servomotor hidráulico accionado automáticamente, en este caso, por las diferencias de nivel entre el mar y el embalse, según un programa establecido, para adaptar su disposición a las variaciones del caudal y altura del salto, manteniendo siempre un elevado rendimiento.*

d) *La hélice permite mantener un valor alto del rendimiento para condiciones variables, tanto del salto como del caudal. Sus características son:*

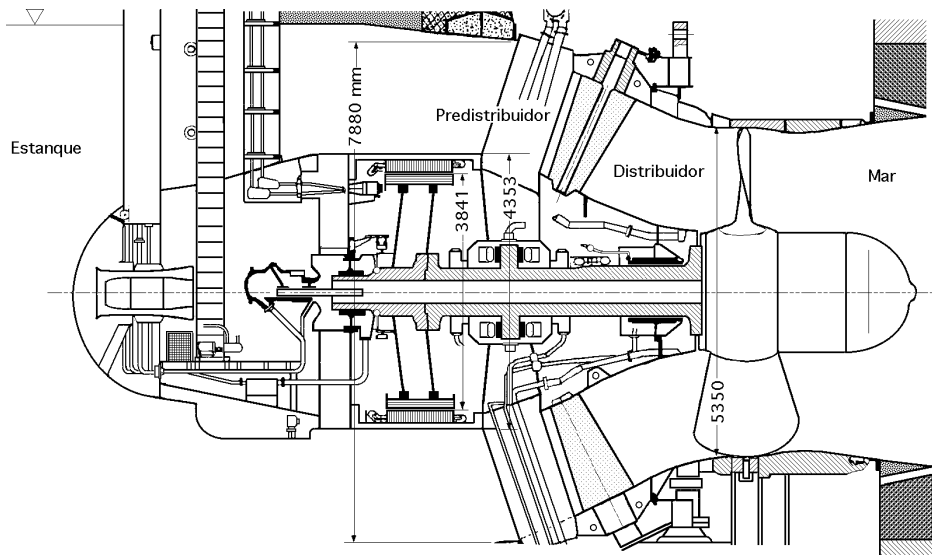
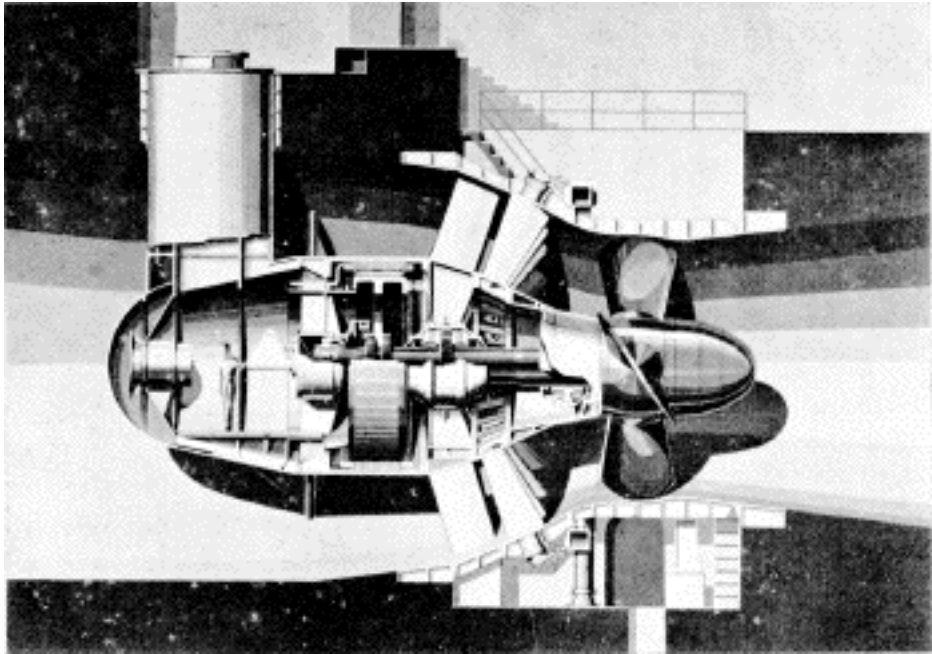
Potencia nominal, 10 MW

Diámetro del rodete es de 5,35 m; N° de palas 4; su inclinación puede variar entre -5° y 35°

Velocidad nominal, 93,75 rpm; velocidad máxima, 260 rpm

e) *El tubo de aspiración en que termina el trazado hidrodinámico, aguas abajo del rodete*

Elementos auxiliares: 2 grupos Diesel de 600 kVA que aseguran la alimentación de los equipos auxiliares en caso de pérdida de tensión



$$d_e = 4,353 \text{ m} ; d_r = 3,841 \text{ m} ; d_p = 5,35 \text{ m} ; D_b = 7,88 \text{ m}$$

Fig 35.- Turbina Bulbo de la central maremotriz del Rance

La explotación de la Central del Rance, exige el funcionamiento de los grupos y de las compuertas, tanto en el llenado como en el vaciado de la bahía; las turbomáquinas funcionan como máquinas directas con turboalternador y como máquinas inversas como turbobombas existiendo seis tipos de operaciones en dichas máquinas, Tabla 6.

El funcionamiento de la central se desglosa pues en la siguiente manera:

73 % en turbinaje, 10 % en bombeo y 17 % en apertura de compuertas

En el *turbinaje directo* el agua va del embalse al mar, o lo que es lo mismo, del distribuidor al rode-

te, de forma que la apertura del distribuidor y la inclinación de los álabes del rodete están conjugados. En el *turbinaje inverso* el agua va del mar al embalse, es decir, del rodete al distribuidor, que va bloqueado en su máxima apertura.

Tabla 6.- Operaciones en las turbinas Bulbo del Rance en 1994 y 6535 horas de funcionamiento

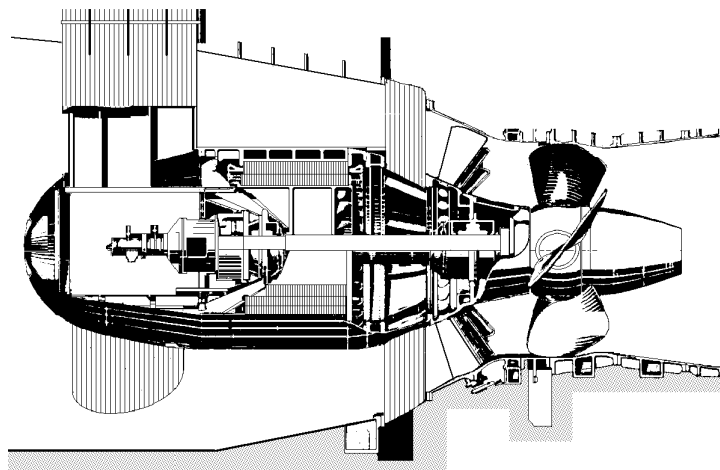
a	Turbina	Directa	71,3%	Vaciado de la bahía	Salto máximo en explotación = + 9 m
b	Bombeo	Inverso	0,0%		
c	Compuerta	Directo		Vaciado de la bahía	Máquina desacoplada de la red
d	Turbina	Inversa	6,7%	Llenado de la bahía	Salto máximo en explotación = - 6 m
e	Bombeo	Directo	22,0%		Salto máximo = 2 m
f	Compuerta	Inverso	17,0%	Llenado de la bahía	Máquina desacoplada de la red

El sentido del trasvasamiento del agua, determina el sentido de rotación de las turbinas, de forma que son capaces de funcionar en los dos sentidos de circulación del agua, bien como turbina o como bomba; cada turbina tiene una potencia de 10 MW, estando acopladas en conjuntos de cuatro; cada turbina fue proyectada para un salto medio de 5,6 metros y un caudal de 285 m³/seg en el *turbinaje directo*, y para 7,15 m de salto y 240 m³/seg en el *turbinaje inverso*.

El funcionamiento teórico es:

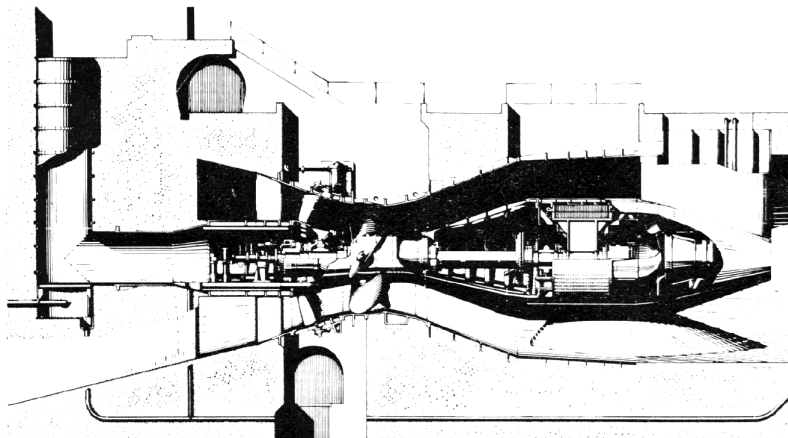
- a) Flujo entre el estuario y el mar
 - Turbinaje directo (TD) entre +11 m y +1 m
 - Bombeo inverso acelerado , entre +2 m y 0 m
 - Bombeo inverso normal (BI), entre 0 m y -6 m
 - Apertura de compuertas entre +3 m y 0 m
 - Turbinaje inverso entre -11 m y -1 m
- b) Flujo entre el mar y el estuario
 - Bombeo directo acelerado , entre -3 m y 0 m
 - Bombeo directo normal, entre 0 m y +6 m
 - Apertura de compuertas entre -3 m y 0 m

en las que el signo (+) significa que el nivel del embalse está por encima de el nivel del mar, y el signo (-) que el nivel del embalse está por debajo de el nivel del mar.



H = 11,30 m ; Q = 89 m³/seg ; N = 8,5 MW ; n = 150 rpm ; Diámetro del rodete, d = 3,80 metros

Fig 36.- Grupo Bulbo experimental de St-Malo (bulbo aguas arriba)



$H = 16,50 \text{ m}$; $Q = 100 \text{ m}^3/\text{seg}$; $N = 14 \text{ MW}$; $n = 150 \text{ rpm}$; Diámetro del rodete, $d = 3,80 \text{ metros}$
 Fig 37.- Grupo Bulbo de Argentat (bulbo aguas abajo)

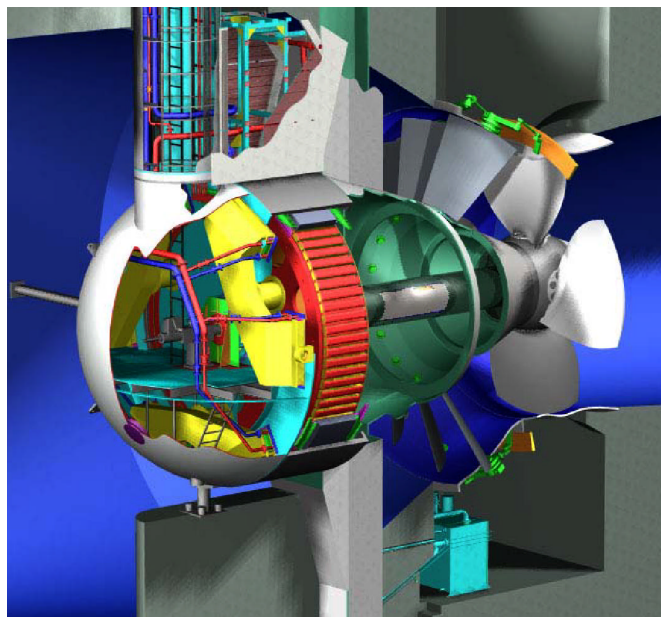


Fig 38.- Turbina bulbo de la central del Rance

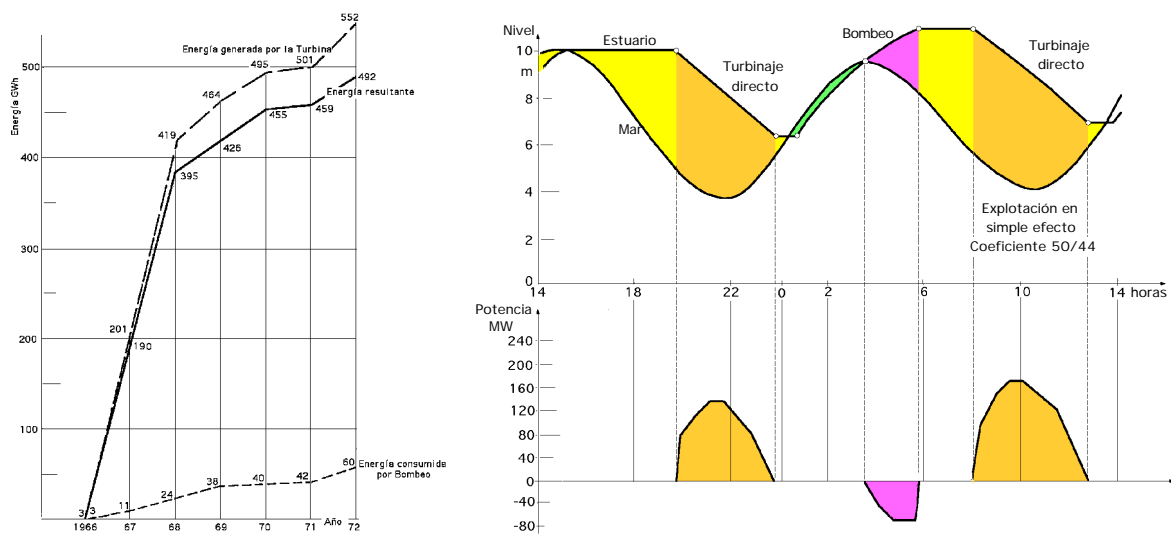


Tabla 7.- Funcionamiento como turbina, de las turbinas del Rance con diversas amplitudes de marea

Funcionamiento como turbina	Salto de				
	11 m máx	9 m	7 m	5 m	3 m
Directo (embalse-mar)					
Potencia MW	10	10	10	8	3,2
Caudal en m ³ /seg	110	130	175	260	200
Inversa (mar-embalse)					
Potencia MW	10	10	9,5	5,5	2
Caudal en m ³ /seg	130	155	230	195	135

Tabla 8.- Funcionamiento como bomba, de las turbinas del Rance, en diversas situaciones de la marea

Funcionamiento como bomba	Salto de			
	1m	2 m	3 m	6 m máx
Directo (mar-embalse)				
Potencia en MW	10	10	10	10
Caudal en m ³ /seg	225	195	170	105

Para el proyecto definitivo de estos grupos se utilizaron las experiencias proporcionadas por otros grupos Bulbo, instalados anteriormente en algunos ríos franceses y, especialmente, por un grupo experimental, de tamaño y características muy parecidas a los definitivos del Rance, que se instaló con este fin en una exclusiva abandonada del puerto de St Malo, Fig 36.

En la instalación existen además compuertas del lado del mar y del embalse para cortar el agua a los grupos y poder aislarlos en caso necesario.

El alternador.- El alternador de los grupos bulbo del Rance es síncrono de 10 MW y excitación estática, funciona en el aire a 2 atm y tensión de 3500 V.

El rotor es un inductor que lleva 64 polos; está equipado de una bobina inductiva de 8 espiras gruesas que permiten el paso de una corriente continua de excitación próxima a 1150 A.

Las masas polares, en hojas magnéticas delgadas, están fijadas a la llanta por 8 pasadores. Este conjunto de polos inductores completos y la llanta, pesan unas 20 Tm,

Las dimensiones de los principales elementos son:

Estatórotor: Diámetro exterior 4,23

Carcasa: Diámetro exterior 4,367 m; longitud 2 m; espesor de las virolas 70 mm

Rotor: Diámetro exterior 3,844 m; entrehierro 4,5 mm; longitud axial de los polos 0,935 m

Llanta: Diámetro exterior 3,6 m; longitud axial 1 m

En los alternadores se encontró un desgaste importante de las escobillas de los anillos del rotor, así como una baja calidad en el aislamiento del estatórotor. La reparación de estos anillos y escobillas fue difícil, debido a su situación dentro del recinto estanco presurizado, que contenía gases y vapores liberados por los aislantes, barnices y pinturas; éstos inconvenientes, junto con los originados por el doble sentido de la rotación y el funcionamiento sin corriente durante algunos períodos, comportaron un desgaste de las escobillas del orden de 10 mm cada 1.000 horas.

El carbón fue uno de los materiales escogidos para la fabricación de escobillas que, aleado con plata, permitió reducir los desgastes a 1 mm cada 1000 horas de funcionamiento.

Entre 1976 y 1982 se procedió a reconstruir todos los estatórotor debido al deterioro de su circuito magnético. Entre 1994 y 2004 se reconstruyeron todos los grupos.

Tabla 9.- Planning general de las operaciones de renovación y coste operativo de las turbinas de la Central del Rance

Año	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Total
Nº de grupos	1	1,1	1,3	1,9	2,7	3	3	3	3	3	1	24
Coste total (M F)	12	15	33,1	29,9	38,7	39,1	39,1	39,1	39,1	39,1	25,3	349,5

Puesta en marcha.- El primer grupo de turbinas de la central del Rance fue puesto en marcha el 19 de agosto de 1966 y el último el 4 de diciembre de 1967, con sólo un retraso de tres meses, sobre un proyecto de 7 años.

Los principales problemas que se detectaron en el curso de la puesta a punto de la central, fueron los siguientes:

a) *En las juntas de estanqueidad del árbol, formadas por cuatro coronas de seis segmentos de carbón, la corona más exterior falló, solucionándose el problema aplicando una correcta lubricación.*

b) *En el rotor del alternador, que había entrado en contacto con el estator, (rozamiento); esta anomalía, debida a una dilatación muy pequeña de la llanta, se solucionó modificando el rotor del alternador.*

La central ha tenido otros fallos a lo largo del tiempo que se pueden considerar como normales.

Ensayos.- La central ha funcionado también como banco de ensayos de los grupos Bulbo, destacando entre otros, los siguientes experimentos:

a) Medida de la deformación, contracción y vibración de las palas, ensayo que se realizó montando una pala de bronce-aluminio en uno de los grupos, lo que permitió determinar el % de contracción en régimen permanente en explotación; el análisis del espectro de las vibraciones, permitió observar una oscilación, debida a la aparición de la contracción, sobre la cara de la pala que daba a la bahía, cuando la pala estaba en la parte superior del giro, siendo la frecuencia de esta vibración del orden de 30 a 1.000 Hz, no llegando a generar reacciones peligrosas, estando las contracciones bastante lejos del límite de fatiga admisible.

b) Ensayo sobre el calentamiento de las barras del alternador cuando el grupo actuaba como bomba, que se completó con un análisis del flujo superficial y de las corrientes, sobre dichas barras. Para el arranque en bombeo se observó un calentamiento máximo de las barras de 87°C, mientras que en régimen permanente la temperatura de una barra se elevó a 144°C después de un funcionamiento de dos horas, considerándose estos valores como normales.

En ensayos sobre modelos se observó que la apertura de las palas provocaba, en algunos casos, un cambio de sentido en el agua, originando los siguientes fenómenos:

a) *El arranque en turbinaje directo se realizó con el distribuidor cerrado al máximo posible; al proceder a la apertura de las palas del distribuidor se provocaba el arranque paulatino de la turbina en sentido directo.*

b) *En el arranque en turbinaje inverso (mar-embalse) se observó en algunos grupos, con las palas del distribuidor cerradas, una tendencia a girar en sentido directo, del orden de 30 rpm; la apertura de las palas del distribuidor provocaba su ralentización, parada y puesta en marcha en el sentido correcto; algunos grupos precisaron para el arranque de ayuda auxiliar.*

c) *El arranque en bombeo directo (llenado de la bahía), dio lugar a un fenómeno particular para pequeños saltos, del orden de 0,5 m, ya que el grupo no arrancaba, pero cuando el salto se hacía del orden de 1 m el agua al pasar de la bahía hacia el mar, entraba en las máquinas en sentido de rotación inverso, que era el de bombeo*

directo, lo que provocaba el arranque como turbobomba en sentido directo.

Comportamiento de materiales.- Una de las dificultades que se detectaron en los materiales fue el fallo de las juntas de estanqueidad de las palas del rodete, destinadas a evitar la entrada de agua en el interior de la turbina; las diversas maniobras dañaron estas juntas, dejando que entrase en el cubo el agua de mar.

Para evitar éste problema se incrementó la presión del aceite de lubricación hasta un valor superior al correspondiente al nivel más alto alcanzado por el mar, 2 a 3 atm, siendo sustituidas a su vez todas las juntas.

Compuertas.- Los principales inconvenientes aparecidos en las compuertas fueron debidos a la corrosión, que originó agarrotamientos y en algunos casos, la rotura de los conductos de engrase, produciéndose un funcionamiento deficiente en las zonas de deslizamiento; todo ésto se solucionó aplicando a los materiales en ellas empleados pinturas anticorrosivas y tratamientos galvánicos.

Influencia sobre el medio ambiente.- La influencia sobre el medio ambiente y los principales fenómenos que genera esta central sobre el estuario, al modificar el ritmo normal de las mareas, fueron estudiados antes de su construcción mediante un modelo hidráulico construido a escala 1/150, cuyos resultados fueron posteriormente contrastados con los fenómenos reales observados en la central. La explotación de la central implicó su adaptación a las necesidades del consumo, lo cual obligaba a una modificación del régimen hidráulico del estuario.

La central, normalmente, retrasa la marea alrededor de tres horas, lo que implica una serie de fenómenos como el aumento de la intensidad de las corrientes a ciertas horas, una modificación de la dirección de las mismas, y un aumento de la diferencia de cotas entre el mar y el estuario, que originan las siguientes situaciones:

Variación del caudal.- En la Fig 40 se observa el ciclo del funcionamiento hidráulico de la central, en la que la altura del mar viene simbolizada por la letra h , la de la bahía por z , y el caudal que atraviesa las turbinas en ese intervalo por Q . Como se aprecia, el caudal varía en función de la diferencia de niveles entre el mar y la bahía, siendo en dos ocasiones cero, observándose que las mareas coinciden perfectamente, mientras que los caudales no coinciden nada más que a las cuatro y a las diez horas después de la bajamar.

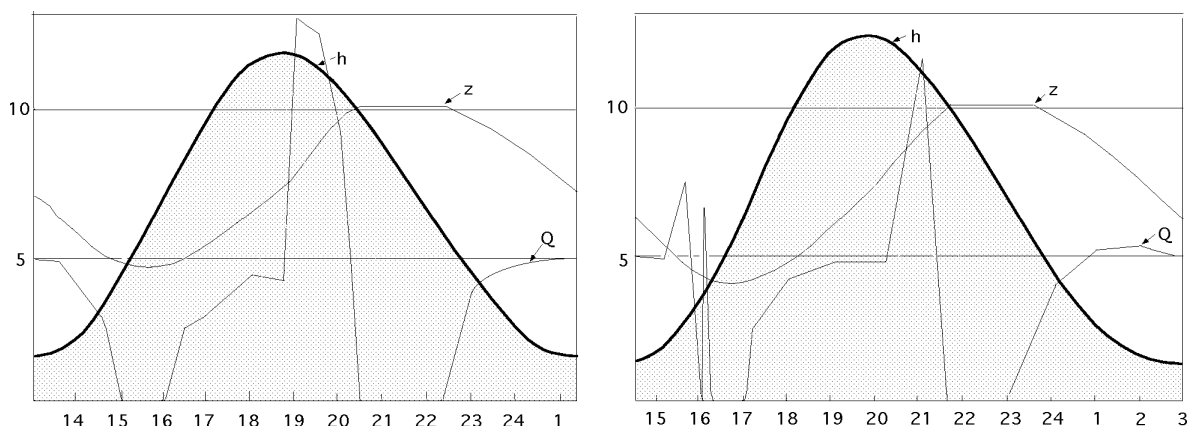


Fig 40.- Ciclo de funcionamiento

Entorno de la Central del Rance.- Para permitir la navegación en la bahía del Rance, después de la construcción de la presa, fue preciso la construcción de una esclusa que salvase el desnivel existente entre la bahía y el mar. Debido a las fuertes corrientes que se originaban en ciertos momentos por el aumento del consumo de la central, Fig 42, se hizo preciso balizar algunas zonas próximas a las turbinas, por ser éstas zonas peligrosas para la navegación.

Es indispensable para el funcionamiento de una central, conocer en cada instante el volumen de agua que se tiene disponible, tanto para el vaciado como para el llenado; los remolinos son un fenómeno fundamental que hay que conocer debido a la influencia que tienen tanto sobre el rendimiento de la central como los depósitos de arena; por ello se hizo necesario que nunca se sobrepasase un límite, regulado por el consumo de la central.

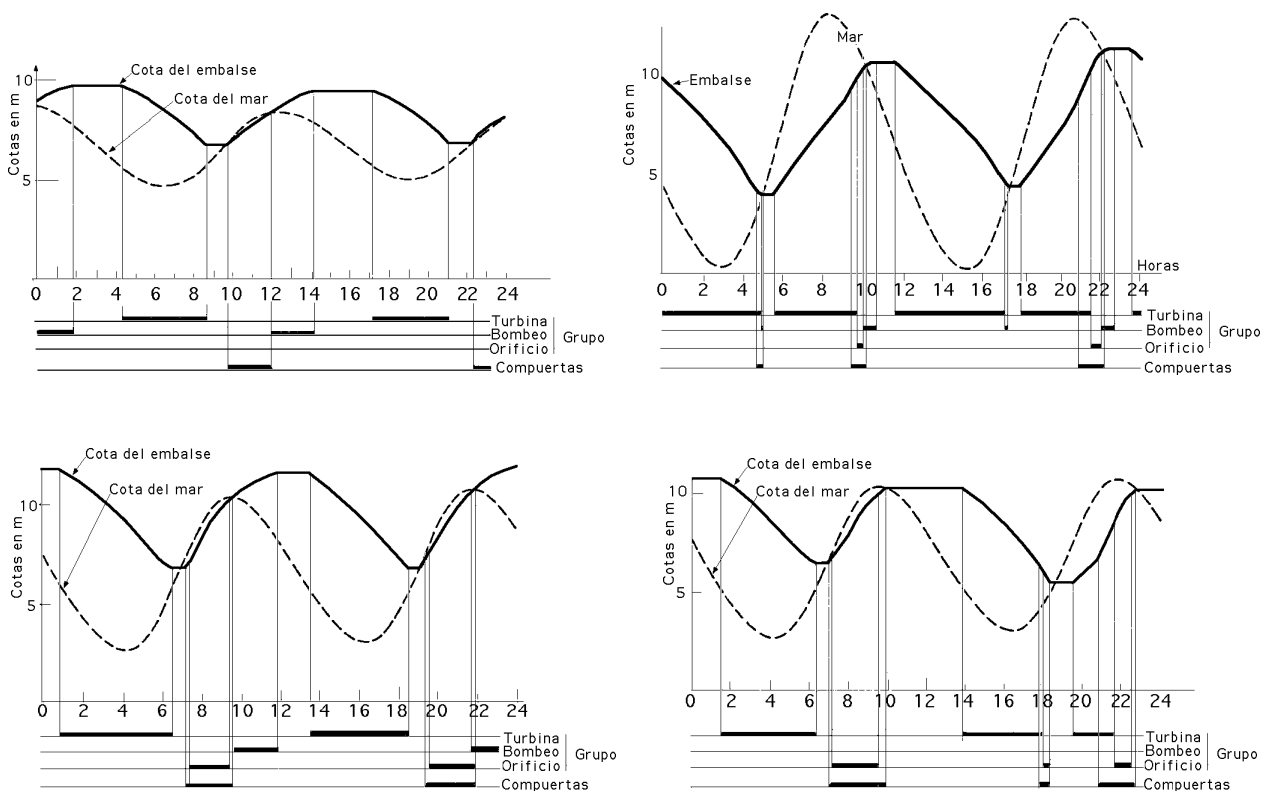


Fig 41.- Algunos ciclos de funcionamiento para diferentes mareas

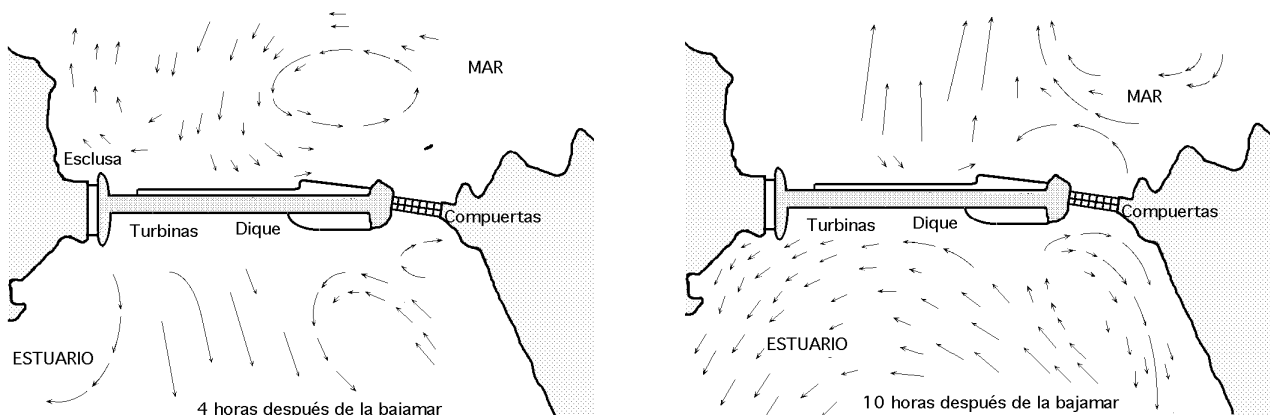


Fig 42.- Campos de corrientes y remolinos a ambos lados del dique

Las variaciones bruscas del consumo que se producen en el funcionamiento de la central, provocan la aparición de ondas, que se propagan a todo lo largo de la superficie del estuario. Un estudio sobre maqueta permitió definir los consumos de seguridad, que se usaron posteriormente en el estuario, y que fueron comparadas posteriormente con la realidad, obteniéndose unas curvas que dan la amplitud de las ondas en diferentes puntos de la bahía y a diversas horas.

La central del Rance se revela como un tipo de central segura y sin ningún tipo de problemas ecológicos, siempre que se mantengan los consumos adecuados y se dispongan las necesarias medidas de seguridad en la navegación, siendo su incidencia sobre el medio ambiente prácticamente nula, haciendo de éste tipo de central una de las más seguras, no ya por los cuantiosos medios de seguridad de que dispone, sino por que prácticamente no tiene peligro.

Después de más de 30 años de funcionamiento satisfactorio se ha procedido a una revisión general y preventiva de los 24 grupos bulbo y de su entorno, que consiste en lo siguiente:

- Verificación del estado general de las turbinas y alternadores
- Detección y corrección de eventuales defectos repetitivos
- Renovación de las estanqueidades del aire, aceite y agua
- Asegurar el mantenimiento o la reconstrucción de los alternadores
- Mejorar los tiempos de desmontaje-montaje a fin de ganar tiempo sobre las indisponibilidades
- Mejorar el conocimiento en el mantenimiento y explotación de los grupos en agua de mar

Tabla 10.- Países en los que se han instalado grandes grupos bulbo
(20 MW en río, y más de 10 MW en centrales maremotrices)

País	Potencia total MW	Número de grupos	Grupos mayores	
			Potencia	Lugar
Francia	2027	83	46,5	Chautagne
Austria	1640	58	48,4	Ybbs
USA	1482	50	53,5	Rock Island
China	765	28	31	Lingintan
Ucrania	647	26	23	Kanev
Ex Yugoslavia	392	12	41,7	Dubrava
Canadá	224	8	29	Jenpeg
Japón	188	5	66	Tadami
Rumanía	168	6	29	Portes de Fer
Rusia	166	8	47,5	Saratov
Portugal	164	4	43	Crestuma
Suecia	154	6	32	Torron
Tailandia	142	4	35,4	Pak Man
Pakistan	132	6	22	Chasma
Corea	127	4	317	Paldang
Brasil	127	4	44	Igarapava
Alemania	108	4	27	Ilfezheim
Noruega	99	4	36,8	Haugsdal
Finlandia	94	4	27,4	Kurkiaska
Irak	80	4	20	Mosul

Tabla 11.- Grandes grupos bulbo en servicio o en construcción en 1996
(20 MW en río, y más de 10 MW en centrales maremotrices)

Constructor Marca	Constructor País	Potencia total MW	Número de grupos	Grupos mayores	
				Potencia	Lugar
NEYRPIC	Francia	2902	104	53,5	ROCK ISLAND, USA
SULZER-ESCHER-WYS	Suiza	881	30	39	ALTENWORTH, Austria
VOEST ALPINE	Austria	855	27	44	IGARAPAVA, Brasil
KTZ	Ucrania	647	26	47,5	SARATOV, Rusia
VOITH	Alemania	591	28	40,6	SHINGOH, Japón
LMZ	Rusia	564	22	29	IGARAPAVA, Brasil
FUJI	Japón	477	18	40,6	SHINGOH, Japón
ANDRITZ	Austria	372	13	48,4	YBBS, Austria
ALLIS-CHALMERS	USA	236	10	25	OZARK LOCK, USA
NOHAB	Suecia	220	8	39	ALTENWORTH, Austria
HITACHI	Japón	212	6	66	TADAMI, Japón
BOVING	UK	200	8	25	SIDNEY-MURRAY, USA
ROMENERGO	Rumanía	168	6	28	PORTES DE FER, Rumanía
HARBIN	China	164	6	31	LINGJINTAN, China
KVAERNER	Noruega	154	6	36,8	HAUGSDAL, Noruega
KMW	Suecia	154	6	31,6	TORRON, Suecia
LITOSTROJ	ex-Yougoslavia	83	2	41,7	DUBRAVA, ex Yugoslavia
TAMPELLA	Finlandia	46	2	24,3	KOKKOSNIVA, Finlandia

Tabla 12.- Intenciones de equipamiento en 1996 de grupos bulbo de más de 20 MW

Lugar	Potencia total MW	Número de grupos	Potencia unitaria maximal
China (42)	6664	204	50
India (3)	1112	41	37
Canada (2)	310	5	75
Brasil (3)	201	8	28
Alemania (2)	155	5	32
USA (1)	90	3	30
Corea (1)	85	4	21
Azerbaijan (1)	39	1	39

**DEPARTAMENTO DE INGENIERIA
ELECTRICA Y ENERGETICA**

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA

ENERGÍA DE LAS OLAS



Pedro Fernández Díez

I.- ENERGIA DE LA OLAS

Si nos preguntamos que cuántos tipos de ondas existen en el mar, no es exagerado responder que existen todos los tipos que la física y la matemática han podido describir y modelizar; existen ondas senoidales o compuestas de varias sinusoides, ondas troncooidales y ondas que tienen perfiles insólitos, ondas progresivas y estacionarias, ondas amortiguadas, ondas superficiales, ondas medias, ondas que llegan a la superficie del mar y ondas que se manifiestan en profundidad en contacto con aguas de temperatura y salinidad diferentes.

I.1.- CLASIFICACION DE LAS OLAS

De la radiación solar incidente sobre la superficie de la Tierra, una fracción se invierte en un calentamiento desigual de la misma, lo que provoca en la atmósfera zonas de altas y bajas presiones, generando desplazamientos del aire (viento) de mayor o menor intensidad. El oleaje es una consecuencia del rozamiento del aire sobre la superficie del mar y, por lo tanto, supuesta una constante solar del orden de 375 W/m^2 , aproximadamente 1 W/m^2 se transmite al oleaje, que actúa como un acumulador de energía, por cuanto al tiempo que la recibe, la transporta de un lugar a otro, y la almacena; la intensidad del oleaje depende de la intensidad del viento, de su duración y de la longitud sobre la cual éste transmite energía a la ola.

El mecanismo conque se generan las olas debidas al viento no está aun perfectamente esclarecido; se trata probablemente de la acción de oscilaciones de la presión atmosférica de período corto combinadas con la acción del viento. Por su turbulencia, una corriente de viento que fluye, incluso, paralela a la superficie del mar, se puede asimilar a una sucesión de oscilaciones de la presión atmosférica que actúan en un plano vertical, ortogonalmente a la dirección del viento. Tales oscilaciones, que incluso pueden superar la amplitud de un milibar, llegan a tener períodos del orden de uno a varios segundos, y se corresponden con auténticos golpes alternados con acciones de reflujo, que se desplazan con el avance del viento, por lo que la superficie aparece afectada por una agitación.

En el mar existen dos tipos generales de ondas, *estacionarias y progresivas o transitorias*.

Ondas estacionarias.- En una onda marina estacionaria, existen uno o varios puntos (o líneas), en los que el movimiento es nulo, (puntos nodales), y uno o más puntos en los que el desplazamiento es máximo, (puntos ventrales). La distancia entre los nodos y la frecuencia de la oscilación, dependen de las dimensiones geométricas de la cuenca en que se produzcan.

Las *secas* son ondas estacionarias como las oscilaciones propias de las cuencas y las cooscilaciones de las mareas.

Para explicar su funcionamiento se puede recurrir al siguiente ejemplo:

Cuando se da una sacudida a un recipiente lleno de líquido se observa que toda la masa líquida oscila y, tras un número mayor o menor de oscilaciones, el nivel vuelve a las condiciones de equilibrio iniciales.

En una *cuenca marina*, o en un lago, las *secas* se manifiestan cuando la masa de agua sufre sacudidas bruscas tanto por la acción del viento y variaciones de la presión atmosférica, como por sacudidas costeras submarinas.

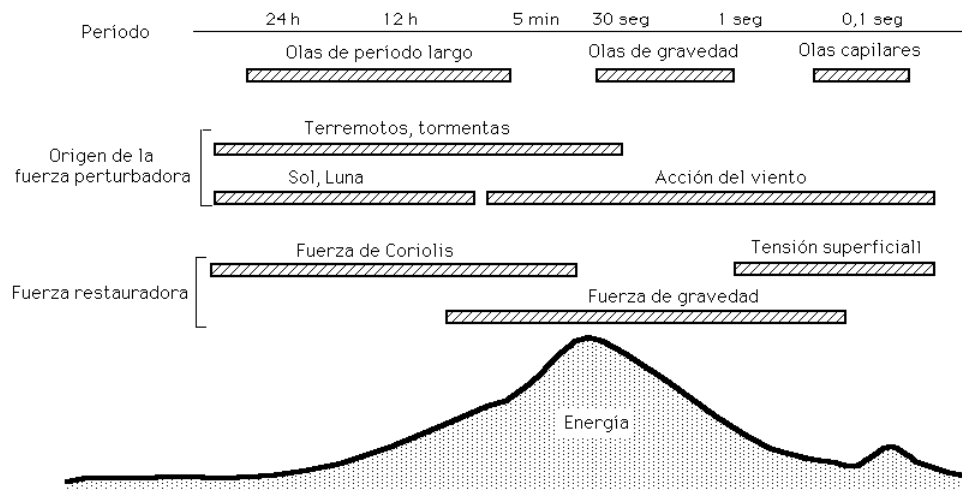


Fig I.1.- Representación esquemática de los tipos de olas que existen en la superficie del océano y de la energía en ellas contenida

Las *cooscilaciones de marea* son una especie de secas originadas en un mar semicerrado por las mareas externas, que se desarrollan en amplitud oceánica abierta. Sólo en extensiones oceánicas grandes, la fuerza de la marea puede imponer directamente oscilaciones bastante amplias (mareas independientes).

Ondas progresivas o transitorias.- Una *ola marina progresiva* es aquella que varía en el tiempo, y en el espacio; pueden formarse en la superficie (por ejemplo, ondas superficiales debidas al viento) o en el seno de la masa oceánica (ondas internas que se producen a lo largo de las discontinuidades entre los conjuntos de agua en movimiento relativo).

Las *ondas largas*, típicamente progresivas, son las ondas solitarias y los *tsunami*, frecuentes en el Pacífico, que se generan en relación con terremotos costeros y oceanográficos y se propagan de una costa a otra o desde el epicentro oceánico hasta las costas, provocando a menudo cuantiosos daños, mayores incluso que los de los mismos terremotos.

Las olas se pueden clasificar atendiendo a los siguientes parámetros:

Fuerza perturbadora.- Las olas pueden ser generadas por distintos fenómenos, Fig I.1, como:

- a) Acción del viento
- b) Terremotos y tormentas
- c) Sol, Luna

Las olas debidas al viento son las que contienen más energía y son las que se aprovechan para obtener electricidad; la energía de las olas debidas al viento, procede en última instancia, de la energía solar.

Olas libres y olas forzadas.- Las olas libres son las generadas por una aplicación instantánea de la fuerza perturbadora que cesa al momento y, por lo tanto, la ola evoluciona libremente.

Las olas forzadas son aquellas en las que la perturbación se aplica de manera continua, por ejemplo, las olas de marea.

Periodo de duración

- a) Olas de periodo largo, de 5 min a 24 h
- b) Olas de gravedad, de 1 seg a 30 seg
- c) Olas capilares, de menos de 0,1 seg

I.2.- COMPORTAMIENTO Y CARACTERISTICAS DE LAS OLAS GENERADAS POR EL VIENTO

Este tipo de olas se forma cuando el viento sopla sobre la superficie marina; mientras el viento está soplando se generan olas confusas, sin una dirección definida, aunque haya una predominante. Cuando las olas abandonan la zona en que sopla el viento se van propagando de acuerdo con su velocidad c , que es función de la longitud de onda λ , (distancia entre dos olas consecutivas). Las olas se agrupan, por sus longitudes de onda, formándose así olas casi regulares, que dan lugar a la mar tendida, Fig I.2, que es la que se aprovecha para generar energía

No existe una regularidad perfecta de las olas, ya que su amplitud, energía y dirección varían aleatoriamente a lo largo del año; cambian desde la calma absoluta, un 1% al año, hasta un 1 MW/km, otro 1%; hay lugares en los que durante períodos de varios minutos pueden llegar a alcanzar hasta 10 MW/km. También pueden estar sometidas a variaciones instantáneas.

En el oleaje es fundamental la distinción entre la forma del perfil de la onda, que en la onda progresiva se mueve con velocidad \bar{c} , y la trayectoria del movimiento de las partículas de agua que constituyen la ola; las dos curvas, perfil y trayectoria, son muy diferentes.

Las olas se trasladan, pero no las partículas de agua, que se mueven en trayectorias elípticas o circulares; las órbitas elípticas en las olas largas pueden comprimirse hasta formar segmentos circulares. Las órbitas se consideran, por comodidad para su estudio, cerradas, aunque en realidad son abiertas, es decir, el oleaje está asociado a un transporte de corriente.

En las ondas largas, en particular las de mareas, el desplazamiento horizontal de las partículas es prácticamente igual tanto en la superficie como en el fondo, describiendo trayectorias (órbitas) del mismo radio en la misma horizontal, pero de distinta fase; las partículas situadas en la

misma vertical describen órbitas de igual fase, pero sus radios disminuyen con la profundidad, Fig I.3.

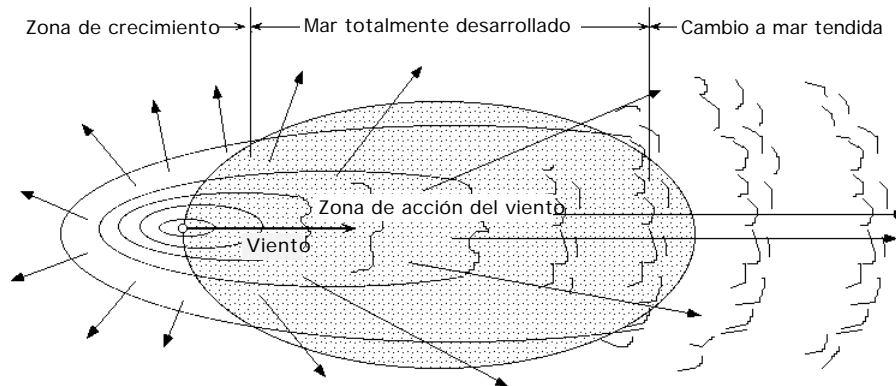


Fig I.2.- Acción de un viento constante sobre una zona determinada del mar

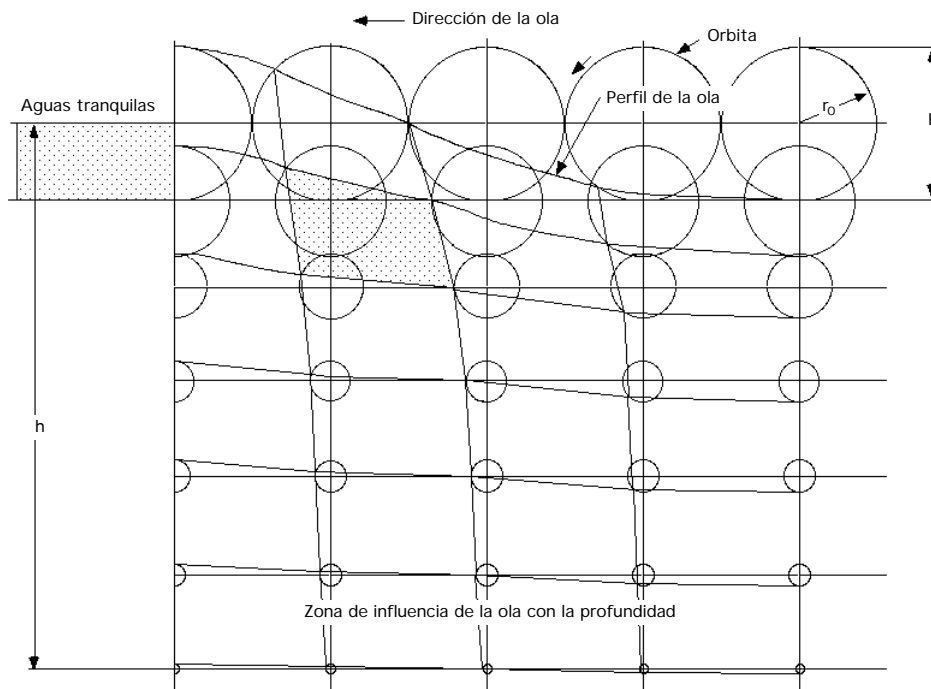


Fig I.3.- Movimiento de las partículas de agua en una ola

Si no existe suficiente profundidad, el fondo afecta al desplazamiento vertical de las órbitas que tendrán forma de elipses. Si la profundidad es muy pequeña, el movimiento vertical queda totalmente impedido y las trayectorias de las partículas serían rectas horizontales, Fig I.4.

En las ondas superficiales, las dimensiones de las órbitas disminuyen exponencialmente con la profundidad; si el movimiento orbital superficial se reduce a un círculo de radio r_0 , el radio disminuye con la profundidad h , (altura del mar desde el fondo a la superficie), según la relación:

$$r = r_0 e^{-\frac{2}{h}} \quad \text{Para,} \quad \text{Profundidad, } h = \frac{1}{2} \quad r = r_0 e^{-1} = 0,0433 r_0$$

$$\text{Profundidad, } h = 1 \quad r = r_0 e^{-2} = 0,0019 r_0$$

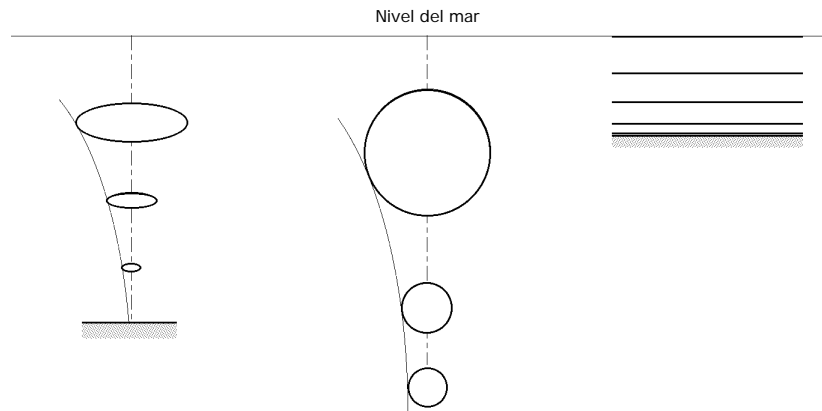


Fig I.4.- Influencia del fondo en el desplazamiento vertical de las órbitas

siendo r_0 el radio orbital superficial, que coincide con la semialtura $\frac{H}{2}$ de la ola.

De ésto se deduce que una ola de, $\lambda = 100$ metros, con una altura, $H = 4$ metros tiene:

- a) En superficie, $h = 0$, un movimiento de partículas cuya excursión es de 4 metros $r = r_0$
- b) A 50 metros de profundidad, $h = \frac{\lambda}{2}$, la excursión de las partículas apenas alcanza 17 cm
- c) A 100 metros de profundidad sólo 0,8 cm.

Consideraciones de este tipo tienen una gran importancia para el estudio de la acción del oleaje sobre los fondos marinos, así como sobre las construcciones costeras e instalaciones portuarias. Es evidente que hablar de la altura de una ola, en el fondo, sólo tiene un significado puramente ideal, ya que la ola realmente adquiere altura en superficie, pero sobre el fondo se puede hablar solamente de desplazamiento de las partículas, aunque se puede hablar de altura de una ola en profundidad sólo por analogía con lo que tiene lugar en superficie.

El perfil de la ola tiene una forma que depende de la relación $\frac{H}{\lambda}$ pudiéndolas clasificar de la siguiente forma:

- a) Cuando la relación $\frac{H}{\lambda}$ es muy pequeña, del orden de $\frac{1}{50}$ o menor, las olas superficiales tienen una altura H pequeña, (desde un centímetro a un metro), y gran longitud de onda λ , (desde menos de un kilómetro a cientos de kilómetros).

El tipo de ola que cumple estas condiciones son las secas y mareas (mar de fondo), caracterizadas por un período T alto, longitudes de onda λ amplias y alturas H pequeñas, que siguen un movimiento sinusoidal, pudiéndose aplicar para describir sus características cinemáticas la *Teoría de ondas lineal*, Fig I.5.

- b) Si la relación $\frac{H}{\lambda}$ tiene valores apreciables, el perfil de la misma es más bien troncoideal; su existencia viene condicionada por el valor de $\frac{H}{\lambda}$, que si es superior a $\frac{1}{7}$ implica la rotura de la ola, *Teoría no lineal*, Fig I.7.8.

I.3.- TEORIA DE ONDAS LINEAL

Las *olas cortas* son aquellas en las que la velocidad \vec{c} es independiente de la profundidad del mar h , pero dependiente de la propia longitud de onda λ . Ondas de este estilo son las olas de viento, es decir, las olas corrientes que estamos acostumbrados a observar sobre la superficie marina.

En el estudio de la teoría de ondas lineal haremos consideraciones sobre su desplazamiento vertical, período, longitud, velocidad de traslación, rotura, energía de las olas, etc, como sigue:

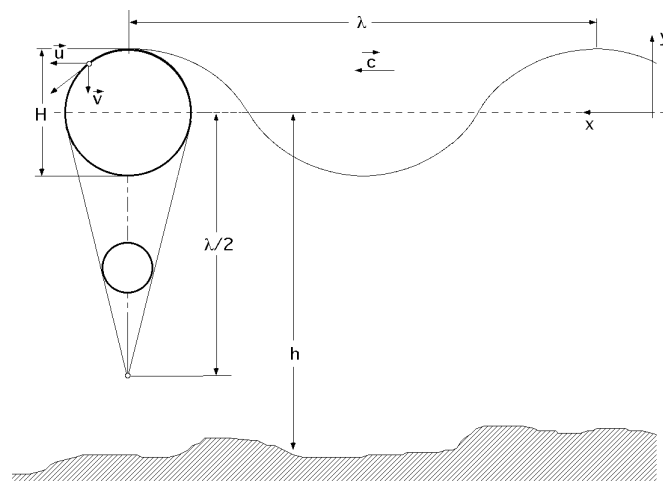


Fig I.5.- Ola lineal

DESPLAZAMIENTO VERTICAL DE LA OLA.- La oscilación de la superficie libre, o desplazamiento vertical de la ola, en un sistema de coordenadas (x,y), obedece a la ecuación:

$$y = \frac{H}{2} \cos \left(\frac{2\pi x}{\lambda} - \frac{2\pi t}{T} \right)$$

cuyo esquema y parámetros que intervienen, se representan en la Fig I.5.

PERIODO.- El período T de las olas es el tiempo transcurrido para que por un punto pasen dos crestas o dos valles sucesivos de un mismo tren de olas.

El período de la ola sinusoidal es:

$$T = \frac{2}{\sqrt{\frac{2g}{\lambda} \tanh \left(\frac{2\pi h}{\lambda} \right)}} = \frac{2}{w}$$

Si el agua tiene suficiente profundidad $h > \frac{\lambda}{2}$, el período es $T = \frac{2}{c}$; en las olas cortas se determina inmediatamente una vez conocidos λ y \vec{c} , en la forma:

$$c = \frac{\lambda}{T} = \frac{g T}{2\pi} \quad ; \quad T = \frac{2\pi}{g} c$$

A título indicativo, dadas las longitudes de ola más comunes, se puede decir que el período de las olas cortas superficiales varía desde un segundo a una decena de segundos, Tabla I.1.

Tabla I.1

T seg	5	7,5	10	12,5	15
(m)	39	88	156	244	351
c m/seg	7,8	11,7	15,6	19,5	23,4
c Km/hora	28,1	42,2	56,2	70,3	84,3
hmín (m)	20	44	78	122	176

En las olas largas, el período T no se da explícitamente, porque no se conoce a priori.

LONGITUD DE ONDA.- La longitud de onda de las olas viene dada por la expresión:

$$= \frac{g T^2}{2} \quad T h \quad \frac{2}{h}$$

Para las olas superficiales de viento, olas cortas, $h > \frac{2}{g}$, se cumple:

$$= \frac{g T^2}{2}$$

VELOCIDAD DE TRASLACION.- La velocidad de traslación \vec{c} de la onda, (celeridad), permite diferenciar las ondas cortas de las largas y obedece a la ecuación:

$$c = \frac{g T}{2} \quad T h \quad \frac{2}{h}$$

En aguas profundas, $h > \frac{2}{g}$, por lo que esta ecuación se transforma en:

$$c = \frac{g T}{2} = \sqrt{\frac{g}{2}} = f(\quad) ; \quad = \frac{g T^2}{2} ; \quad c = \frac{g T}{2} ; \quad T = \frac{2}{g} \frac{c}{g}$$

siendo el período, $T = \frac{2}{c}$

En la Tabla I.1 se indican los valores de estos parámetros en aguas profundas, para períodos que oscilan entre 5 y 15 segundos.

La velocidad de propagación de estas olas es notablemente inferior a la de las olas largas, ya que pueden alcanzar longitudes de onda del orden de 200 ó 300 metros, aunque a veces se consideran longitudes de ola hasta un máximo de 600 metros; para longitudes de onda de 10, 20, 30, 50, 100, 200, 300 y 600 metros, la velocidad en Km/hora es de 14,4; 20,2; 24,5; 31,7; 45,0; 63,4; 77,5 y 110 respectivamente.

En aguas poco profundas, $\frac{20}{g} < h < \frac{2}{g}$, las ecuaciones se convierten en:

$$c = f(h) = \sqrt{g h} ; \quad = \sqrt{g h} T$$

que se corresponde con las *ondas largas*, en las que la velocidad de traslación \vec{c} depende sólo de la

profundidad h del mar, pero es independiente de λ .

En canales de profundidad limitada:

$$c = \sqrt{g(h + H)}$$

En la Tabla I.2 se indican los valores de estos parámetros en aguas poco profundas, para períodos que oscilan entre 5 y 15 segundos.

Tabla I.2

T seg	5	7,5	10	12,5	15
(m)	12	28	49	77	110
c m/seg	2,5	3,7	4,9	6,1	7,4
c Km/hora	8,8	13,2	17,7	22,1	26,5
hmín (m)	0,6	1,4	2,4	3,8	5,5

El efecto de la profundidad es muy importante; por ejemplo, en un océano con profundidades de 1000, 2000, 3000, 4000, 5000 y 6000 metros la velocidad de la ola larga, en Km/hora sería de 356, 504, 616, 712, 795 y 870, que son velocidades muy elevadas.

Comparando los datos anteriores, se observa que la longitud de la ola y su celeridad, disminuyen considerablemente conforme ésta se acerca al litoral.

ROTURA DE LA OLA. - Las componentes de la velocidad (u, v) del movimiento circular (tangencial) de las partículas de agua en la ola son de la forma:

$$\text{Componente horizontal, } u = \frac{H}{T} \frac{\cosh\left\{\frac{2}{T}(y + h)\right\}}{\sinh\left(\frac{2}{T}h\right)} \cos\left(\frac{2}{T}x - wt\right)$$

$$\text{Componente vertical, } v = \frac{H}{T} \frac{\sinh\left\{\frac{2}{T}(y + h)\right\}}{\sinh\left(\frac{2}{T}h\right)} \sin\left(\frac{2}{T}x - wt\right)$$

siendo x la coordenada horizontal en la dirección de propagación de la ola, e y la coordenada vertical.

Las ecuaciones anteriores se transforman en:

$$\text{En aguas profundas, Componente horizontal, } u = \frac{H}{T} e^{\frac{2}{T}y} \cos\left(\frac{2}{T}x - wt\right)$$

$$\text{Componente vertical, } v = \frac{H}{T} e^{\frac{2}{T}y} \sin\left(\frac{2}{T}x - wt\right)$$

$$\text{En aguas poco profundas, Componente horizontal, } u = \frac{H}{2} \sqrt{\frac{g}{h}} \cos\left(\frac{2}{T}x - wt\right)$$

$$\text{Componente vertical, } v = \frac{H}{T} \frac{y + H}{h} \sin\left(\frac{2}{T}x - wt\right)$$

La ola rompe cuando la componente horizontal de la velocidad de las partículas de agua se iguala a la celeridad, $u = c$, proceso que va acompañado de una importante pérdida de energía; la condición de rotura implica que:

$$\sqrt{gh} = \frac{H}{2} \sqrt{\frac{g}{h}} \cos\left(\frac{2}{h} x - w t\right) = \left| x = 0 ; t = 0 ; H = H_r \right| = \frac{H_r}{2} \sqrt{\frac{g}{h}}$$

siendo H_r la altura de la ola al romper.

ENERGÍA DE LA OLA..- En una ola, cada partícula está dotada de energía cinética y energía potencial; en las olas regulares, los valores de la longitud de onda y del período T , permanecen constantes.

La energía de una onda regular es suma de la energía potencial E_p y la cinética E_c :

$$E = E_p + E_c = \frac{g}{8} \rho b H^2 = \frac{\rho b H^2}{8} \text{ Kgm}$$

es el peso específico del agua en kg/m^3

en la que, H es la altura de la ola, distancia entre la cresta y el valle

b es la anchura de la cresta o longitud del frente de ondas

En aguas profundas, $E_p = E_c$:

$$E = E_p = E_c = \frac{\rho b H^2}{16} \text{ Kgm}$$

Puesto que la energía de las olas depende del cuadrado de su altura H es evidente que la disminución de esta altura con la profundidad h es importante en el estudio de la distribución de la energía de las olas en profundidad. La determinación de la presión ejercida por una ola contra un obstáculo, debida a la transferencia de su energía cinética sobre el mismo, es de gran interés para el aprovechamiento de la energía de las olas.

Se pueden medir presiones del orden de la tonelada por metro cuadrado, e incluso de decenas de toneladas por metro cuadrado durante las tempestades más fuertes, por lo que fácilmente se deduce la importancia que tienen estos valores en la construcción de obras portuarias o en mar abierto o en la misma navegación. La presión de las olas varía, al igual que la energía, con el cuadrado de la amplitud y se atenúa con la profundidad en forma exponencial.

POTENCIA DE LA OLA..- La potencia N_L del frente de onda por unidad de longitud, $b = 1$, es:

$$N_L = \frac{1}{2} \left(\frac{H}{2}\right)^2 c \sin^2\left(\frac{2}{h} x - \frac{2}{T} t\right) \left(1 + \frac{2 \frac{2}{h}}{\text{Sh}\left(2 \frac{2}{h}\right)}\right) = \left(\frac{H}{2}\right)^2 c_g \sin^2\left(\frac{2}{h} x - \frac{2}{T} t\right)$$

siendo \vec{c}_g la velocidad del grupo de olas, (asociada al avance de la energía), que es diferente de la velocidad \bar{c} de la ola, Fig III.6, de la forma:

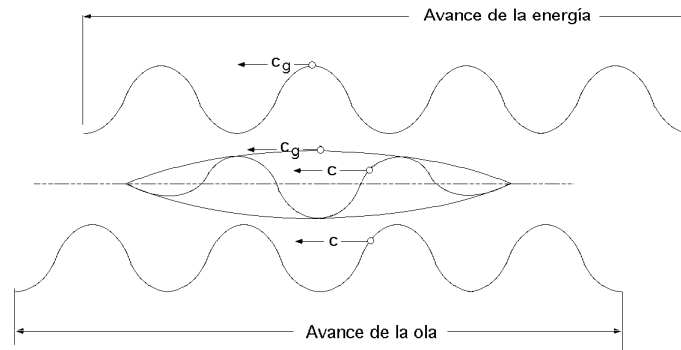


Fig 1.6.- Avance de la ola y avance de la energía de la ola

$$c_g = \frac{c}{2} \left(1 + \frac{2 \frac{2}{h}}{\text{Sh}(2 \frac{2}{h})} \right)$$

La potencia media del frente de onda por unidad de longitud, es:

$$\hat{N}_L = \frac{(\frac{H}{2})^2 T}{8} \text{Th}(\frac{2}{h}) \left(1 + \frac{2 \frac{2}{h}}{\text{Sh}(2 \frac{2}{h})} \right)$$

En aguas profundas, $h > \frac{2}{2}$, se cumple que, $c_g = \frac{c}{2}$, debido a que las olas que están en cabeza del grupo van perdiendo energía y acaban por desaparecer, mientras que en la cola del grupo aparecen nuevas olas.

Para, $c_g = \frac{c}{2}$, la potencia N_L por unidad de longitud de frente de ola, en función del período es:

$$N_L = \frac{H^2 c_g}{8} = \frac{H^2 c}{16} = \left| c = \frac{g T}{2} \right| ; T = \sqrt{\frac{2}{g}} = \frac{H^2 g T}{32} = \frac{H^2}{16} \sqrt{\frac{g}{2}}$$

En aguas poco profundas, $h < \frac{2}{2}$, se cumple que, $c = c_g$

Si H se mide en metros, T en segundos, $\rho = 1000 \text{ kg/m}^3$ y $g = 9,8 \text{ m/seg}^2$, resulta

$$N_L = 0,955 H^2 T \text{ kW/m}$$

La energía de las olas varía con la latitud y los climas; en algunas zonas del Atlántico y en el norte del Japón, las olas pueden alcanzar una densidad de energía del orden de 10 MW por Km de frente de onda

I.4.- TEORIA DE ONDAS NO LINEAL

El comportamiento de la ola no lineal se puede describir mediante la teoría de Stokes, o mediante la teoría de la onda solitaria.

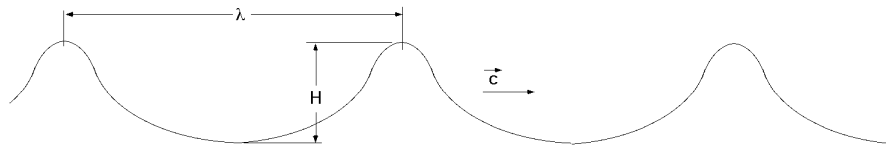


Fig I.7.- Ola no lineal (Stokes)

TEORIA DE STOKES.- Para describir la ola en aguas poco profundas, Stokes propone una ecuación cuyo desplazamiento vertical es de la forma:

$$y = \frac{H}{2} \cos \left(\frac{2\pi}{\lambda} x - \frac{2\pi}{T} t \right) + \frac{3}{64} \frac{H^2}{h^3} \cos \left\{ 2 \left(\frac{2\pi}{\lambda} x - \frac{2\pi}{T} t \right) \right\}$$

en la que la longitud de la ola y la celeridad son idénticas a las de la teoría lineal.

La componente \vec{u} de la velocidad es:

$$u = \frac{H}{2hT} \cos \left(\frac{2\pi}{\lambda} x - \frac{2\pi}{T} t \right) + \frac{3}{64} \frac{H^2}{h^4 T} \cos \left\{ 2 \left(\frac{2\pi}{\lambda} x - \frac{2\pi}{T} t \right) \right\}$$

La condición de rotura H_r de la ola, profundidad del agua para la cual rompe la ola, es:

$$H_r = \frac{16}{3} \frac{h^2}{g T^2} \left(1 + \sqrt{1 + \frac{3 g T^2}{4 h^2}} \right)$$

cuyos valores más característicos vienen indicados en la Tabla I.3

La energía de la ola de frente b es:
$$E = \frac{H^2 b}{8} \left(1 + \frac{9}{64} \frac{H^2}{\left(\frac{2\pi}{\lambda} \right)^4 h^6} \right)$$

La potencia de la ola de frente b es:
$$N = \frac{H^2 c_g b}{8} \left(1 + \frac{9}{64} \frac{H^2}{\left(\frac{2\pi}{\lambda} \right)^4 h^6} \right)$$

$$c_g = c = \sqrt{g h}$$

observándose que al comparar estas ecuaciones con las obtenidas en la Teoría de onda lineal, la Teoría de Stokes las modifica mediante un factor de corrección de la forma:

$$\frac{9}{64} \frac{H^2}{\left(\frac{2\pi}{\lambda} \right)^4 h^6}$$

que para grandes profundidades tiende a 0.

Tabla I.3

Período T segundos	Altura de la ola en metros			
	1	2	5	10
5	1,3	2,1	4,2	7,2
7,5	1,6	2,6	5,1	8,6
10	1,8	3	5,9	9,8
12,5	2,1	3,5	6,6	11
15	2,3	3,9	7,4	12,1

TEORIA DE LA ONDA SOLITARIA.- La característica principal de la ola descrita con esta teoría es que su superficie está, en cada instante, por encima del nivel normal del mar en la zona considerada Fig I.8. El perfil de la ola viene dado por el desplazamiento vertical y para cada posición x y tiempo t , en la forma:

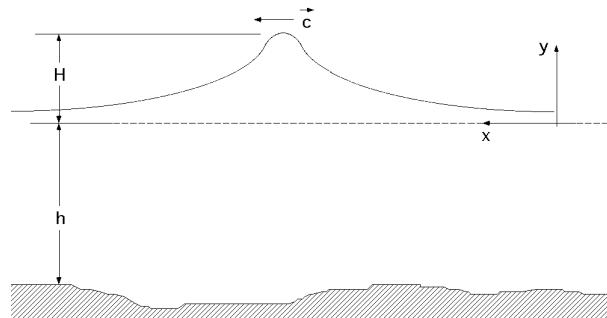


Fig I.8.- Onda solitaria

$$y = H \operatorname{sech}^2 \left\{ \sqrt{\frac{3H}{4h^3}} (x - ct) \right\}$$

siendo el valor de la celeridad, $c = \sqrt{gH \left(1 + \frac{H}{h}\right)}$

La componente horizontal de la velocidad de las partículas del agua se define como:

$$u = \sqrt{\frac{g}{h}} y = \sqrt{\frac{g}{h}} H \operatorname{sech}^2 \left\{ \sqrt{\frac{3H}{4h^3}} (x - ct) \right\}$$

y la condición de rotura de la ola:

$$H_r = 0,714 h_r$$

transformándose su energía en turbulencias y éstas en calor.

La energía de la ola en la zona de mar de fondo cerca del litoral viene dada por la expresión:

$$E = 1,54 \sqrt{(Hh)^3} b$$

observándose que la energía generada en estas circunstancias disminuye rápidamente con la altura h , por lo que esta zona no se considera adecuada para la conversión y aprovechamiento de la energía del oleaje.

I.5.- EL OLEAJE REAL

El oleaje real del mar es una superposición compleja de numerosos trenes de olas no regulares con distintos valores de su período, altura, dirección, etc, siendo su estudio muy complejo, por lo que aquí sólo expondremos algunas nociones.

POTENCIA DEL OLAJE.- El comportamiento local de las olas se puede describir mediante el espectro direccional completo del estado del mar, que no es más que la función de densidad de probabilidad de la distribución de energía $S(w, \theta)$ en función de la dirección θ y la frecuencia w .

La potencia del oleaje real dependerá, por lo tanto, de una serie de factores como la frecuencia w de las olas, su dirección θ , y la profundidad h del mar, viniendo dada por la expresión:

$$N_L = \int_0^{2\pi} \int_0^\infty c_g(w, h) S(w, \theta) dw d\theta$$

La potencia en aguas profundas $h > \frac{g}{2}$, es:

$$N_L = \int_0^{2\pi} \int_0^\infty \frac{g}{4w} S(w, \theta) dw d\theta = \frac{g}{4} \int_0^{2\pi} \int_0^\infty \frac{S(w, \theta)}{w} dw d\theta$$

Si se define el *enésimo momento, o momento espectral de orden n* de la distribución de energía direccional $m_{(n)}$, como:

$$m_{(n)} = \int_0^{2\pi} \int_0^\infty w^n S(w, \theta) dw d\theta$$

la expresión de la energía queda en la forma:

$$N_L = \frac{g}{4} m_{(-1)}$$

y en el supuesto en que la distribución de las alturas de las olas sea de tipo Rayleigh, la altura significativa de la ola H_s viene dada por:

$$H_s = 4 \sqrt{m_{(0)}}$$

y la potencia del frente de ola de anchura unidad, para olas no regulares, mediante un cálculo que omitimos, viene expresada por:

$$N_L = A H_s^2 T_z \frac{kW}{m}$$

en la que:

A es una constante

H_s es la altura significativa de la ola (que se puede tomar como la media del tercio de las olas mayores), y en donde habría que estimar la altura de las olas por un experto

T_z es el período o tiempo de paso de dos olas consecutivas por una línea imaginaria a la mitad de la distancia entre la cresta y el valle.

Algunas expresiones de la potencia deducidas por diversos autores, son:

$$\text{Bretschneider-Mitsuyasu: } N_L = 0,441 H_{(1/3)}^2 T_{(1/3)} \quad (\text{kW/m})$$

$$\text{Jonswap: } N_L = 0,458 H_{(1/3)}^2 T_{(1/3)} \quad (\text{kW/m})$$

$$\text{Pierson-Moskowitz: } N_L = 0,59 H_{(1/3)}^2 T_{m(0,2)} \quad (\text{kW/m})$$

$$\text{ISSC: } N_L = 0,545 H_{(1/3)}^2 T_{m(0,1)} \quad (\text{kW/m})$$

observándose que los valores de A oscilan entre 0,44 y 0,59 dependiendo de la densidad de probabilidad de la distribución de energía empleada y del período, por lo que una expresión general que permite determinar la potencia para trenes de olas no regulares, podría ser de la forma:

$$N_L = 0,549 H_s^2 T_z \frac{\text{kW}}{\text{m}}$$

En aguas profundas $h > \frac{g}{2}$, se cumple que, $c_g = \frac{g}{4w}$, y la potencia vale:

$$N_L = \frac{g}{4} m_{(-1)} = \frac{g}{4} m_{(0)} T_z = \frac{g H_s^2 T_z}{64}$$

PERIODO.- La determinación del período medio de paso por cero T_z se puede hacer mediante las ecuaciones:

$$T_z = T_{m(0,2)} = \sqrt{\frac{m_{(0)}}{m_{(2)}}} = 0,7104 T_p = 0,7104 \frac{1}{w_p}$$

$$T_z = T_{m(0,1)} = \frac{m_{(0)}}{m_{(1)}} = 0,7718 T_p = 0,7718 \frac{1}{w_p}$$

$$T_z = T_{m(-1,0)} = \frac{m_{(-1)}}{m_{(0)}} = 0,8572 T_p = 0,8572 \frac{1}{w_p}$$

$$T_z = T_{m(-2,0)} = \frac{m_{(-2)}}{m_{(0)}} = 0,8903 T_p = 0,8903 \frac{1}{w_p}$$

en las que, T_p es el período del pico de la distribución de frecuencias, $T_p = \frac{1}{w_p}$

$T_m(-1,0)$ es el período energético

Tabla I.4.- Relaciones entre distintos parámetros de períodos

	$\frac{T_{(1/3)}}{T_p}$	$\frac{T_z}{T_p}$	$\frac{T_{m(0,1)}}{T_p}$	$\frac{T_{m(0,2)}}{T_p}$	$\frac{T_{\text{máx}}}{T_{(1/3)}}$	$\frac{T_{(1/3)}}{T_z}$	$\frac{T_{m(0,2)}}{T_z}$
Valor medio	0,93	0,76	0,78	0,7	1	1,23	0,93

Otros valores medios para distintas relaciones entre períodos correspondientes a diversos momentos se exponen en la Tabla I.4

II.- MODIFICACION DE LA ENERGIA DE LA OLAS

Conforme el oleaje se aproxima hacia la costa, sus características se ven afectadas cuando la profundidad del agua comienza a ser menor que la semilongitud de onda, y por los efectos de la refracción. Cuando la ola se encuentra con un obstáculo en la superficie, se modifica según los fenómenos de difracción y reflexión; también se puede modificar por un obstáculo sumergido, alterándose el movimiento orbital de las partículas hasta una cierta profundidad.

II.1.- REFRACCION

La refracción es el cambio de dirección que experimenta la ola, cuando ésta se acerca a una zona de menor profundidad, por ejemplo a una playa, Fig II.1.

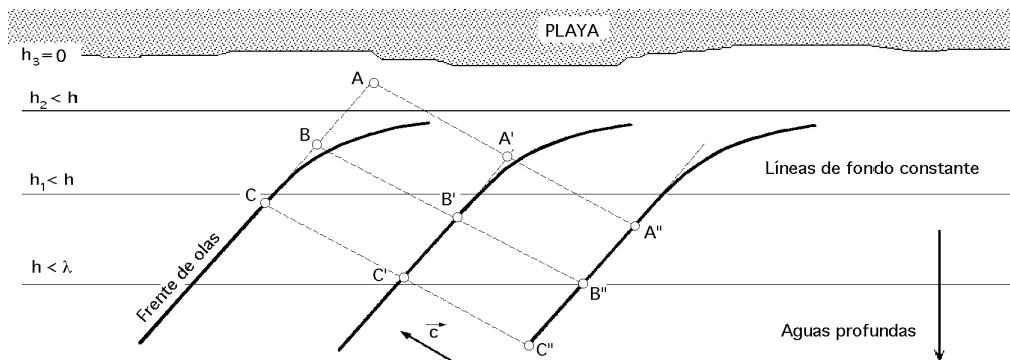


Fig II.1.- Refracción de un tren de olas

El frente de olas se frena, la altura de la ola disminuye y su dirección de propagación se modifica. La ola queda afectada cuando la profundidad del agua es, aproximadamente, igual a la mitad de su longitud de onda, $h = \frac{\lambda}{2}$; a partir de esta zona la celeridad disminuye conforme decrece la profundidad, mientras que el período se mantiene constante, por lo que disminuye su longitud de onda; el resultado es que la ola al acercarse a la playa tiende a adaptar su frente de propagación a las curvas de nivel del fondo del mar.

El fenómeno de la refracción obedece a la ley de Snell, que para batimetría recta y paralela, es:

$$\frac{\sin \theta}{\sin \theta_0} = \frac{c}{c_0} = \frac{h}{h_0}$$

siendo θ el ángulo comprendido entre el frente de la ola y la curva de nivel del fondo, en la zona en cuestión, y θ_0 el ángulo comprendido entre el frente de la ola y la curva de nivel del fondo a la profundidad, $h = \frac{h_0}{2}$

El fenómeno de refracción sólo afecta a la altura del oleaje y a su dirección de propagación.

Cuando la ola continúa su camino hacia la costa y la profundidad del agua disminuye, la ola modifica su velocidad y longitud de onda.

En las zonas de poca profundidad $h < \frac{L}{2}$, la altura H de la ola se puede poner en la forma:

$$H = K_S K_R H_0$$

en la que:

$$K_S = \sqrt{\frac{c_{g0}}{c_g}} = \sqrt{\frac{c_0}{c \left\{ 1 + \frac{2}{\sinh\left(\frac{2}{h}\right)} \right\}}} ; \quad K_R = \sqrt{\frac{\sin \theta_0}{\sin \theta}}$$

H_0 es la altura de la ola en aguas profundas.

Este fenómeno se puede aprovechar para la conversión de la energía del oleaje, compaginándolo con técnicas de concentración de la ola.

II.2.- REFLEXIÓN

La reflexión se produce cuando la ola choca contra un obstáculo vertical (barrera); la ola se refleja con muy poca pérdida de energía. Si el tren de ondas es regular, la suma de las ondas incidente y reflejada origina una ola estacionaria, en la que se anulan mutuamente los movimientos horizontales de las partículas debidas a las ondas incidentes y reflejadas, quedando sólo el movimiento vertical de altura doble y, por lo tanto, de energía doble a la incidente, Fig II.2.

Teniendo en cuenta la teoría lineal, el perfil y_i de la superficie libre de la ola incidente es:

$$y_{inc} = \frac{H}{2} \cos\left(\frac{2\pi}{L} x - \omega t\right)$$

y si la reflexión es perfecta, el de la ola reflejada es:

$$y_{ref} = \frac{H}{2} \cos\left(\frac{2\pi}{L} x + \omega t\right)$$

La resultante será la superposición de las dos olas, incidente y reflejada:

$$Y = Y_{inc} + Y_{ref} = \frac{H}{2} \cos\left(\frac{2}{\lambda} x - w t\right) + \frac{H}{2} \cos\left(\frac{2}{\lambda} x + w t\right) = 2 \frac{H}{2} \cos\left(\frac{2}{\lambda} x\right) \cos(w t) =$$

$$= \frac{H_r}{2} \cos\left(\frac{2}{\lambda} x\right) \cos(w t)$$

siendo H_r la altura de la ola estacionaria resultante.

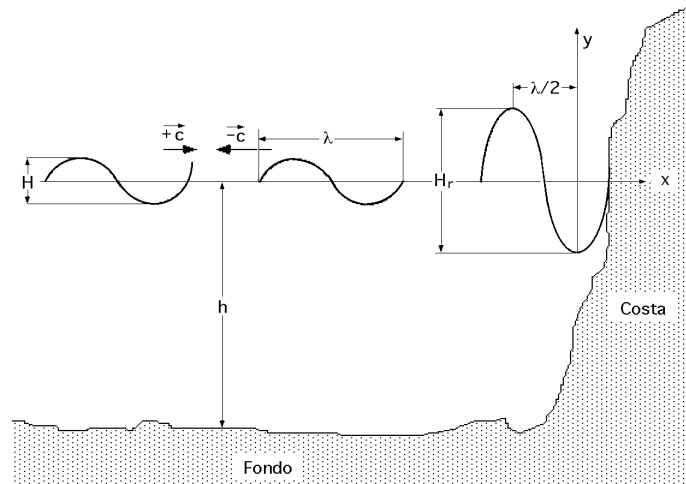


Fig II.2.- Reflexión de las olas

La energía E_r de esta onda es:

$$E_r = 2 \frac{b H^2}{8} = \frac{b H^2}{4} = \frac{b H_r^2}{16}$$

por lo que en condiciones ideales la energía E_r de la onda estacionaria resultante es dos veces la incidente, fenómeno que puede ser utilizado en la conversión del oleaje.

Si el oleaje fuese irregular, la reflexión sería totalmente distinta.

II.3.- DIFRACCION

La difracción es la dispersión de la energía del oleaje a sotavento de una barrera, permitiendo la aparición de pequeños sistemas de olas en aguas protegidas por un obstáculo, Fig II.3.

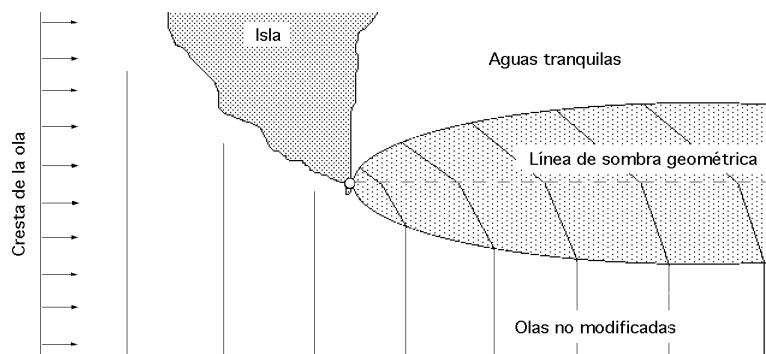


Fig II.3.- Difracción de las olas al encontrar un saliente marino

Cuando la ola pasa al otro lado de la barrera, el frente de olas adopta una forma circular,

entrando en una zona de calma por detrás de la barrera, disminuyendo su altura en esa zona, mientras que la celeridad y la longitud de la ola no se modifican. Este fenómeno se puede caracterizar mediante un valor K_d que se encuentra tabulado, y es de la forma:

$$K_d = \frac{H_d}{H}$$

que permite calcular la altura H_d de la ola en la zona de difracción; es función del ángulo del oleaje incidente con respecto a la barrera, de la longitud de la barrera, de la profundidad del agua y de la posición del punto en cuestión en la zona de difracción. El fenómeno de la difracción se puede aprovechar para el control y concentración del oleaje.

II.7.- EVOLUCION DE LAS OLAS

Las olas de viento son progresivas y se desplazan en la dirección del viento incluso más allá de donde sopla el mismo (ya que éste se puede detener, por ejemplo, por una discontinuidad de masas de aire o ser desviado por la distribución de la presión atmosférica); otras veces el viento cesa al atenuarse la causa que lo ha provocado. Las olas continúan su movimiento cediendo energía tanto al agua que atraviesan, antes inmóvil, como al aire, y se van amortiguando progresivamente.

Las primeras olas en desaparecer son las más cortas; las más largas, siempre en el ámbito del espectro provocado por el viento, son las que se propagan más lejos (incluso a centenares de kilómetros); en las olas más largas y, progresivamente más amortiguadas, el perfil se atenúa cada vez más acercándose a una senoide.

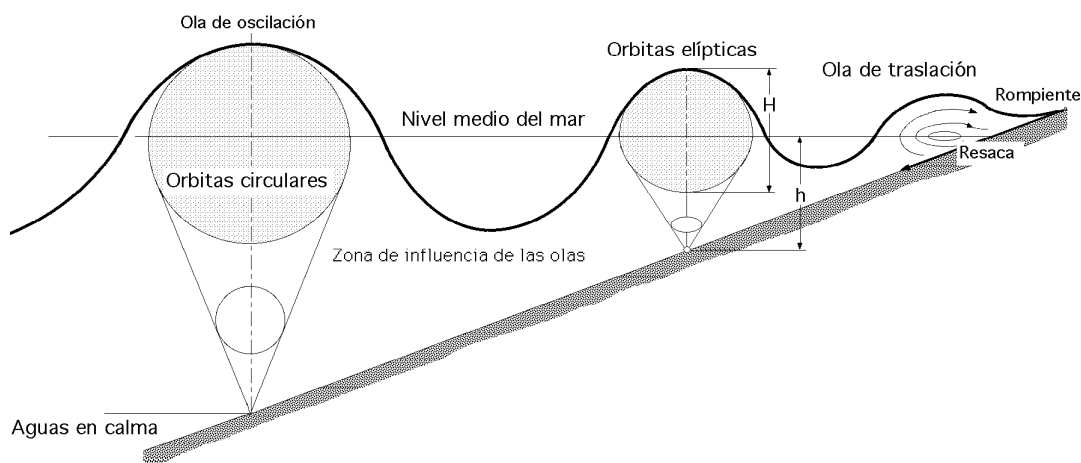


Fig II.4.- Modificación del perfil de una ola en su acercamiento a la orilla

Cuando la ola producida por el viento se aproxima a la costa, hemos visto que su destino depende de la morfología costera. En algunos lugares en que la costa cae hacia grandes profundidades, la ola llega todavía a la costa con energía suficiente para que pueda reflejarse con considerable amplitud; la composición de las dos ondas progresivas que se propagan en sentido opuesto, originan una ola estacionaria.

Las olas provenientes del mar abierto llegan junto a las costas encontrando fondos cada vez

menos profundos, originándose una pérdida progresiva de energía por roce con el fondo (las partículas en principio tenían una órbita circular, que se transformará en elíptica), Fig II.4; además, la altura H de la ola respecto a la profundidad se hace cada vez mayor, por cuanto depende de la relación $\frac{h}{H}$.

Mientras en alta mar la velocidad de las olas era constante, de la forma, $c = \sqrt{\frac{g}{2}}$, y dependía tan solo de la longitud de onda, las mismas olas de determinada longitud, al aproximarse a la costa adquieren una velocidad diferente de la forma $c = \sqrt{gh}$, porque respecto a la profundidad h del mar, deben considerarse largas. Su velocidad junto a la costa depende entonces de la profundidad del mar y disminuye al disminuir la profundidad.

Una onda al pasar a través de medios en los que tiene velocidades distintas, experimenta una refracción. Si la onda pasa de un medio en que tiene mayor velocidad a otro en que tiene velocidad menor, la refracción hará que la onda, (es decir, la normal a las crestas), tienda a incidir sobre la costa aproximándose a la perpendicularidad.

Si la velocidad varía disminuyendo progresivamente, el radio de la onda se aproximará cada vez más a la normal, y en definitiva cualquiera que sea la procedencia de las olas en alta mar, al llegar a la playa, las crestas y los valles resultarán paralelos a la costa; las mismas crestas de arenas provocadas por el oleaje se dispondrán paralelas a la línea de playa.

II.4.- OBSERVACIÓN Y MEDIDA DEL OLAJE

Los datos de medida del oleaje pueden proceder de observaciones directas (visuales e instrumentales), o de modelos a partir de datos del viento.

Las observaciones visuales de las olas se hacen desde barcos en ruta, por lo que en general, son datos dispersos; la información que de ellos se obtiene está limitada a un conocimiento general del régimen del oleaje. Las observaciones instrumentales se registran mediante dispositivos automáticos en zonas de interés; si se trata de conocer el oleaje en zonas amplias, los resultados de modelos de generación son, a menudo, la única fuente de información, siendo los datos de partida los característicos del viento en la zona de generación.

Cuando se trata de conocer el régimen del oleaje en una zona concreta, hay que recoger continuamente información mediante dispositivos automáticos dispuestos sobre una estructura flotante, o anclados en el fondo del mar.

Los sensores ubicados en el fondo del mar tienen la ventaja de estar protegidos contra impactos naturales y humanos, y el inconveniente de su instalación y mantenimiento; las técnicas de medición con sensores de presión, permiten calcular la velocidad orbital de las partículas de la ola, la determinación de la dirección del oleaje, etc.

Cuando se trata de registrar el oleaje en profundidades elevadas, los sensores van montados en boyas, o en pequeñas embarcaciones, ancladas en la zona a investigar; una boya que flota sobre la superficie del mar puede medir la aceleración vertical de la ola cuando se mueve arriba y abajo accionada por ella; aunque el funcionamiento del acelerómetro es simple, el aplicar su técnica a

estas boyas implica problemas, como la estabilización del sensor para su mantenimiento vertical, por lo que el acelerómetro se ubica en el interior de una esfera de plástico llena de agua, flotando sobre una plataforma estabilizada.

El conjunto formado por ésta plataforma y el agua se ajusta de forma que las interferencias de las olas sean poco significativas y el acelerómetro quede en posición vertical, obteniéndose una señal de la altura de la ola, que una vez convertida y amplificada, se envía a una antena para su transmisión a la estación receptora en la costa; la distancia máxima admisible para una recepción fiable de la señal entre la boya y la estación receptora, varía de 10 a 20 kilómetros.

II.5.- EFECTO ANTENA

Un generador que transforma la energía del oleaje se denomina simplifcadamente GEO, y puede capturar un frente de oleaje muy superior al ancho del dispositivo; para olas cortas, la longitud de onda es

$$(T) = \frac{g T^2}{2}$$

y la longitud de captura L_c que el GEO podría absorber es:

$$L_c = a + a^* = a + k -$$

siendo a la anchura del absorbedor puntual, y $a^* = \frac{k (T)}{2}$, la anchura adicional de captura debida al efecto antena.

Por ejemplo, si se considera un período medio de, $T= 9$ seg, con $k=1,234$, la longitud de onda media de la ola sería, $= 126,5$ m y la anchura adicional de captura, $a^*= 49,7$ m, resultando que un dispositivo de $a= 10$ m de anchura podría capturar la potencia de un frente de ola de, $L_c = 59,7$ m.

La *potencia bruta* N^* puesta a disposición del GEO, considerando una longitud de onda media, sería:

$$N^* = N_L L_c = N_L (a + a^*) = N_L (a + k -) = N_L (a + k \frac{g T_m^2}{2})$$

siendo N_L la potencia del frente de olas por unidad de anchura, en kW/m.

III.- TÉCNICAS PARA APROVECHAR LA ENERGÍA DE LAS OLAS

Los convertidores GEOs son dispositivos que transforman la energía del oleaje en energía útil; tienen que ser capaces de resistir los embates del mar y de funcionar eficientemente para las amplias gamas de frecuencia y amplitud de las olas.

Los primeros testimonios sobre la utilización de la energía de las olas se encuentran en China, en donde en el siglo XIII empiezan a operar molinos por acción del oleaje. Al principio de este siglo, el francés Bouchaux-Pacei suministra electricidad a su casa en Royan, mediante un sistema neumático, parecido a las actuales columnas oscilantes. En esta misma época se prueban sistemas mecánicos en California, y en 1920 se ensaya un motor de péndulo en Japón. Desde 1921 el Instituto Oceanográfico de Mónaco, utiliza una bomba accionada por las olas para elevar agua a 60 m con una potencia de 400 W.

En 1958, se proyecta una central de 20 MW en la isla Mauricio, que no llegó a construirse, consistente en una rampa fija sobre un arrecife, a través de la cual subía el agua a un embalse situado a 3 m por encima del nivel del mar.

Los franceses construyeron en Argelia en los años cuarenta dos plantas piloto tipo con canal convergente. En 1975 se construye un sistema similar en Puerto Rico, con el fin de alimentar con agua un puerto deportivo.

Uno de los pioneros en el campo del aprovechamiento de la energía de las olas fue el japonés Yoshio Masuda, que empezó sus investigaciones en 1945 y ensayó en el mar, en 1947, el primer prototipo de un Raft; a partir de 1960 desarrolla un sistema neumático para la carga de baterías en boyas de navegación, con una turbina de aire de 60 W, de la que se vendieron más de 1200 unidades.

En los años 70 se construye en Japón una plataforma flotante, de 80 m de largo y 12 m de ancho, llamada Kaimei, que alberga 11 cámaras para ensayos de turbinas de aire.

La investigación a gran escala del aprovechamiento de la energía de las olas se inicia a partir de 1974 en varios centros del Reino Unido, estudiándose sofisticados sistemas para grandes aprovechamientos, actividad que se abandona casi totalmente en 1982, por falta de recursos económicos. A mediados de los ochenta entran en servicio varias plantas piloto de distintos tipos en Europa y Japón.

III.1.- GENERADORES DE LA ENERGÍA DEL OLEAJE GEOs

Pocas son las instalaciones que se han ensayado en el mar a escala natural, por lo que falta experiencia operativa con prototipos. En general, a medida que aumenta la distancia a la costa la densidad de energía es mayor, pero la supervivencia está más comprometida y existe una mayor complicación para el transporte de la energía generada, por lo que hay que encontrar un compromiso entre la supervivencia del GEO y la densidad de energía.

Son muchas las modalidades de GEOs que permiten obtener energía del oleaje, aunque no está todavía claro cuáles son las opciones más favorables, realizándose el aprovechamiento de la energía de las olas en base a algunas de las siguientes metodologías:

CONVERSIÓN PRIMARIA.- Consiste en la extracción de la energía de las olas mediante sistemas mecánicos o neumáticos, convirtiendo el movimiento de las olas (oleaje), en el movimiento de un cuerpo o en un flujo de aire. La energía del oleaje se puede aprovechar para mover flotadores en sentido vertical y en rotación.

En aguas poco profundas se pueden aprovechar los movimientos horizontales del oleaje mediante flotadores o estructuras fijas. La energía de la ondulación del movimiento de las partículas del agua de una ola, se puede extraer mediante dispositivos tipo noria.

La oscilación del agua a causa del oleaje, dentro de una estructura semi-sumergida, se puede aprovechar por medios mecánicos o neumáticos, así como la variación de la presión causada por el oleaje, por debajo de la superficie del agua.

En resonadores flotantes, como las boyas de navegación, se pueden combinar los efectos de resonancia en el tubo, con el movimiento vertical del flotador, dando como resultado un rendimiento energético mucho mas favorable.

En dispositivos fijos, que tienen una abertura inferior en el tubo, orientada en la dirección de propagación de la ola, la energía que se aprovecha, utilizando la presión total de la ola, es aproximadamente el doble que en el caso anterior, en el que sólo se aprovechaba la presión estática.

CONVERSIÓN SECUNDARIA.- Consiste en la conversión de movimientos mecánicos o neumáticos en energía utilizable, generalmente electricidad. Los medios utilizados para ello son turbinas neumáticas e hidráulicas, dispositivos de transmisión mecánica, y de inducción magnética; a veces, el sistema se diseña exclusivamente para la desalinización del agua.

III.2.- CARACTERÍSTICAS DE LOS GEOs

Las características de los GEOs se pueden valorar según los siguientes criterios:

a) *Por su posición relativa a la costa:* GEOs en la costa, cerca del litoral o en altamar.

b) *Por su capacidad de producción energética*, relacionada con el punto anterior; pueden ser grandes, medianos o pequeños aprovechamientos.

c) *Por su posición relativa a la dirección del oleaje*, destacando:

Totalizadores o terminadores: GEOs largos con eje paralelo al frente del oleaje.

Atenuadores: GEOs largos con eje perpendicular al frente del oleaje.

Absorbedores puntuales: GEOs aislados de dimensiones reducidas, que aprovechan el efecto antena (concentración y convergencia del oleaje).

d) *Por su posición relativa al agua*: GEOs fijos o flotantes, semisumergidos o sumergidos.

e) *Según otros criterios*, teniendo en cuenta la simetría del GEO, la capacidad de almacenamiento de energía, la capacidad de control, la supervivencia en tormentas, el impacto medio ambiental, la complejidad de la tecnología, materiales, eficiencia, mantenimiento, posibilidad de construcción modular, etc.

La investigación actual de los GEOs está basada en los siguientes sistemas: Columna oscilante, Péndulo, Tapchan, Boyas mecánicas, Duck, Sea Clam, Cilindro Bristol, Raft, Rompeolas sumergido, etc.

TÉCNICAS DE UTILIZACIÓN ENERGÉTICA DEL OLEAJE.- Las técnicas de utilización energética del oleaje aprovechan estos fenómenos básicos que se producen en las olas, y son:

a) *Empuje de la ola.*- En aguas poco profundas la velocidad horizontal de las olas no varía con la profundidad; la energía de las olas se puede absorber mediante un obstáculo que transmite la energía a un pistón; es un sistema poco usado, Fig III.1.

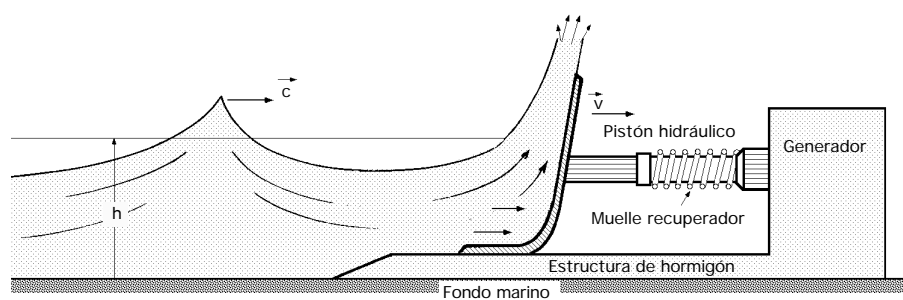


Fig III.1.- Aprovechamiento del empuje de la ola

b) *Variación de la altura de la superficie de la ola.*- Situando estructuras flotantes que se mueven con las olas, sintonizadas de manera que puedan captar su energía. Se dispone de un gran número de los mismos para capturar la energía, de forma similar a la de un receptor de ondas de radio, ya que se basan en que cualquier proceso que pueda generar olas, también sirve para extraer su energía, Fig III.2. Su pequeño tamaño resulta ventajoso y permite su fabricación en serie. La mayoría de estos aparatos utilizan el efecto de bombeo que proporciona un flotador.

Sus inconvenientes derivan principalmente de la fiabilidad de los caudales y de la interconexión eléctrica. Se les puede considerar aparatos de segunda generación.

c) *Variación de la presión bajo la superficie de la ola.*- Son los sistema de columna de agua oscilan-

te; consisten en una cámara abierta al mar, que encierra un volumen de aire que se comprime y expande por la oscilación del agua inducida por el oleaje, Fig III.3; el aire circula través de una turbina que puede ser bidireccional. Se les puede considerar aparatos de primera generación.

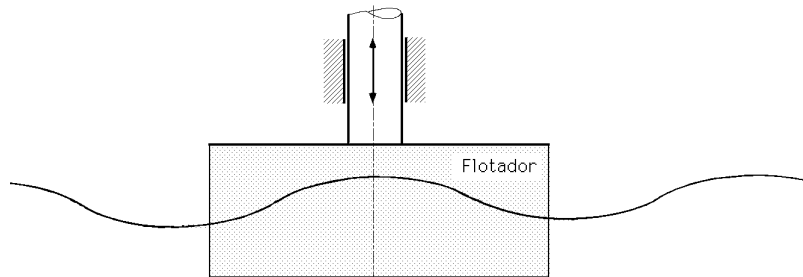


Fig III.2.- Aprovechamiento de la variación de la altura de la superficie de la ola

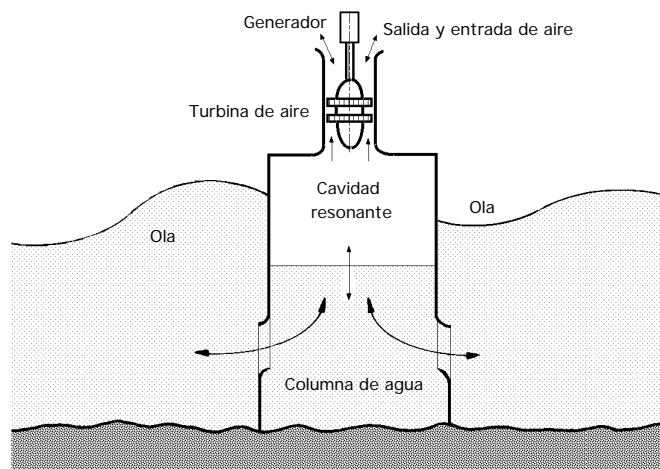


Fig III.3.- Cavidad o columna resonante

Los sistemas activos son aquellos en los que los elementos del dispositivo, al moverse a impulsos del oleaje, generan energía aprovechando el movimiento relativo entre sus partes fijas y móviles.

Los sistemas pasivos son aquellos en los que la estructura permanece inmóvil, generándose energía directamente, a partir del propio movimiento de las partículas de agua.

III.2.- TOTALIZADORES O TERMINADORES

Están situados perpendicularmente a la dirección del avance de la ola (paralelos al frente de onda), y pretenden captar la energía de una sola vez; son los más estudiados. Podemos considerar los siguientes:

GEO RECTIFICADOR RUSSEL.- Es un totalizador pasivo; consiste en una gran estructura tipo depósito construida sobre el lecho marino, que consta de dos cuerpos o tanques, uno superior y otro inferior, separados del mar por unas compuertas.

Las compuertas superiores se abren con la cresta de la ola, penetrando grandes cantidades de agua en el tanque superior, mientras que las compuertas inferiores permiten la salida del agua del tanque inferior con el valle de la ola; ambos tanques están comunicados por una turbina la cual

funciona al hacerse el trasvase de agua del tanque superior al inferior, de acuerdo con el movimiento de las olas, Fig III.4.

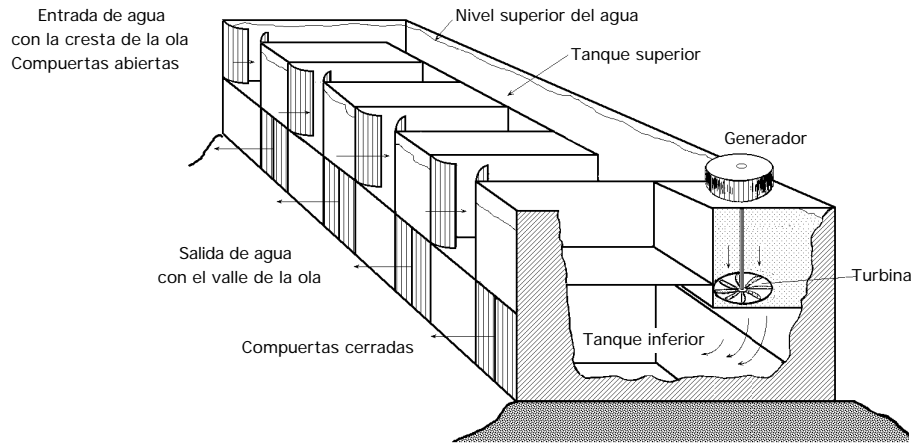


Fig III.4.- GEO Rectificador Russel

GEOs MECÁNICOS.- Los GEOs mecánicos aprovechan la oscilación del agua en la cámara mediante un flotador, que puede accionar agua (bomba) o aire (compresor). El flotador puede accionar también un motor hidráulico, o un alternador, Fig III.5.

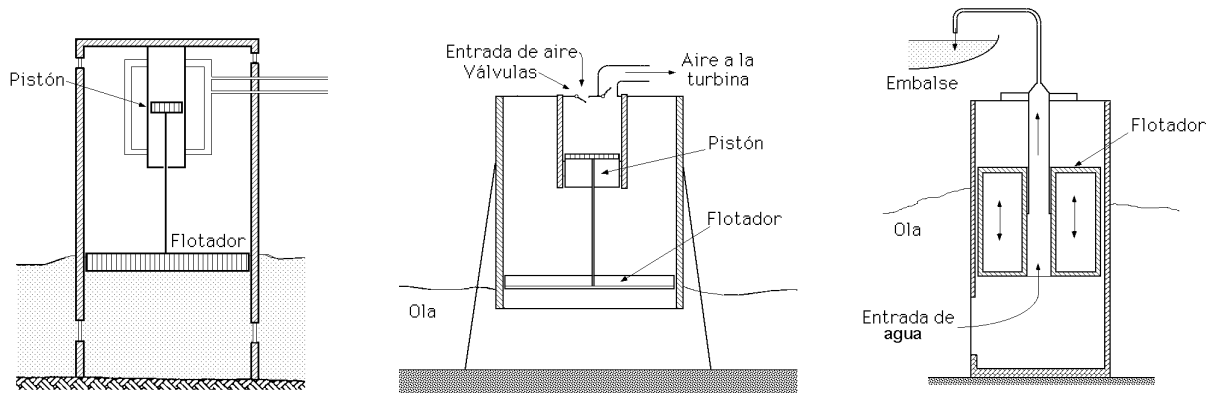


Fig III.5.- GEOs mecánicos para bombeo de aceite, aire y agua, respectivamente

GEO DE UNIÓN FENOSA.- Es un sistema de conversión primaria y secundaria por medios mecánicos, desarrollado e instalado por la empresa Unión Fenosa en la Central Térmica de Sabón

(La Coruña), aprovechando la instalación hidráulica del sistema de refrigeración de uno de los condensadores de la central térmica. El GEO ubicado en el pozo existente, comunica con el mar, y consta de un flotador de 6 m de diámetro, conectado mediante una cadena a un dispositivo mecánico que transforma el movimiento ascendente-descendente del flotador en un giro, mediante un rectificador acoplado a un multiplicador de velocidad y a un generador

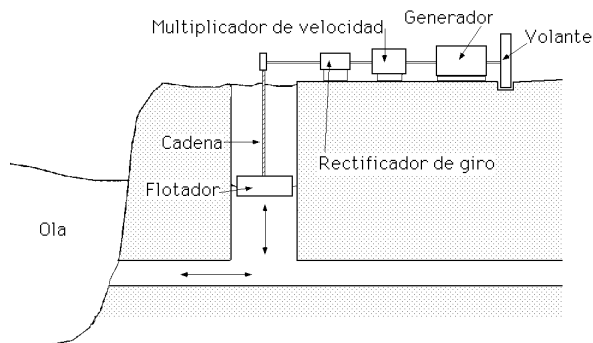


Fig III.6.- GEO Mecánico de Unión Fenosa

eléctrico, con volante de inercia, Fig III.6.

GEO PÉNDULO.- El péndulo es un dispositivo apto para ser instalado en un rompeolas. Consiste en una cámara fabricada de hormigón de forma que el frente hacia el mar está provisto de una placa rígida de acero, articulada en su parte superior, que puede oscilar ligeramente, Fig III.7. En el interior de la cámara, de una profundidad del orden de un cuarto de longitud de ola, se produce una ondulación estacionaria que mueve la placa, cuyas oscilaciones se transmiten y absorben por un dispositivo oleohidráulico, estimándose la eficiencia primaria de éste dispositivo (olas-aceite) en un promedio del 35%, y la eficiencia total en un 20%; para olas regulares, de período igual al período natural del péndulo la eficiencia puede llegar al 100%.

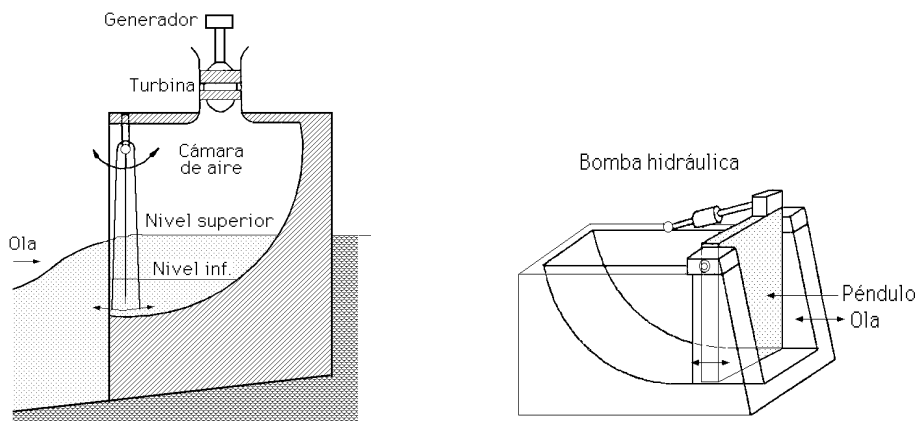


Fig III.7.- Péndulos GEO

En la planta piloto de Muroran (Japón) se han observado eficiencias del orden del 50%. Las características de esta planta piloto son:

Cajón de altura: $h = 8 \text{ m}$, con 2 cámaras

Cámara: anchura = 2,3 m; longitud = 7,5 m

Péndulo: altura $h = 7,4 \text{ m}$; anchura $b = 2,0 \text{ m}$; oscilación de funcionamiento = 14° ; oscilación maximal = 30° .

Potencia: $N = 5 \text{ kW}$, para alturas de ola de $H_s = 1,5 \text{ m}$ y período $T_s = 4 \text{ seg}$

Potencia máxima: $N = 15 \text{ kW}$

Una variante del Péndulo es el Flap, sistema que consta de un cajón y una placa vertical, articulada en su extremo superior, que permite un ligero giro de la placa. El eje de la articulación está conectado a un motor hidráulico que acciona un generador. Las dimensiones de la cámara son: anchura = 5 m; longitud = 6,15 m; altura = 4,6 m

GEO TAPCHAN, NORUEGA.- Consiste en un colector formado por un canal horizontal convergente que concentra el oleaje y eleva el agua del mar a un embalse situado a unos metros por encima del nivel mar, Fig III.8, convirtiendo la mayor parte de la energía de las olas en energía potencial, para su posterior restitución al mar a través de una turbina convencional tipo Kaplan.

El prototipo de 400 kW con un desnivel de 4 m por encima del nivel medio del mar; está instalado en Toftestallen, Noruega, funcionando satisfactoriamente. La capacidad del embalse es de

8500 m³ y alimenta una turbina Kaplan de 0,35 MW. La longitud total del canal es de 170 m. La forma de la embocadura se ha conseguido mediante voladura de la roca existente, y la parte estrecha, que corresponde a la mitad de la longitud total, se ha construido de hormigón. Ha funcionado durante 6 años, habiendo sido sometida a posteriores reparaciones.

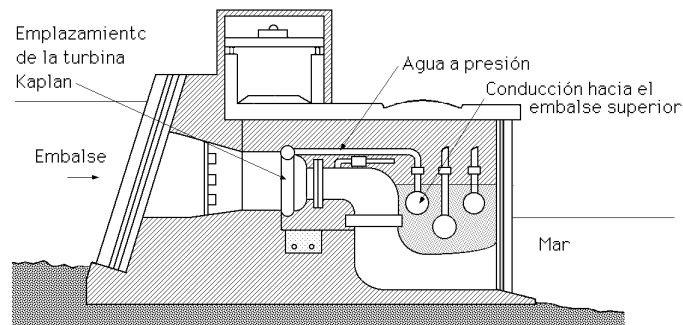


Fig III.8.- Instalación de turbobomba para Chapman

En Java (Indonesia), se está desarrollando actualmente un proyecto de 1,1 MW de las siguientes características:

Superficie del embalse: 7000 m²

Salto máximo: 4 m

Colector: ancho 124 m; longitud 126 m

Convertidor: anchura máxima 7 m; longitud 60 m

Energía anual: 6,1 GWh

Para una potencia media anual del oleaje de 17 kW/m, la energía anual de incidencia es:

$$124 \text{ m} \times 17 \text{ kW/m} \times 8760 \text{ h} = 18,5 \text{ GWh}$$

La eficiencia global anual se estima en un 33%.

La potencia N de un aprovechamiento hidroeléctrico del agua almacenada con un salto H y un caudal Q es:

$$N \text{ (kW)} = 8 Q \text{ (m}^3\text{/seg)} \times H \text{ (m)}$$

Para una potencia nominal de 1100 kW el caudal sería,

$$Q = 34 \text{ m}^3\text{/seg para un salto } H = 4 \text{ m}$$

$$Q = 46 \text{ m}^3\text{/seg para un salto } H = 3 \text{ m}$$

Suponiendo se admite una variación en el salto de 1 metro, el embalse garantiza la generación eléctrica a potencia nominal durante tres minutos, sin que haya aportaciones al embalse.

Para el almacenamiento de la energía durante períodos mayores sería necesario un embalse más amplio, u otro adicional a mayor altura, utilizando una turbobomba en vez de una turbina hidráulica convencional.

En King Island (estrecho de Bass, Australia), está prevista la construcción de un prototipo de 1 MW.

III.3.- SISTEMAS DE BOMBEO

GEO BOMBA DE MANGUERA.- La bomba de manguera, desarrollada en Suecia en los años 80, aprovecha las características elásticas de una manguera de elastómeros.

Cuando la manguera, provista de válvulas rectificadoras, se estira, su volumen interior disminuye; si se ata uno de sus extremos al fondo del mar, y el otro a un cuerpo flotante, se dispone de una bomba accionada por el desplazamiento vertical del flotador, Fig III.9.

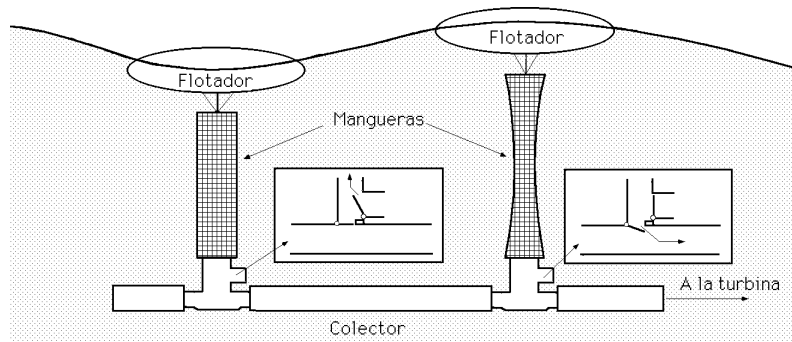


Fig III.9.- Bomba de mangueras

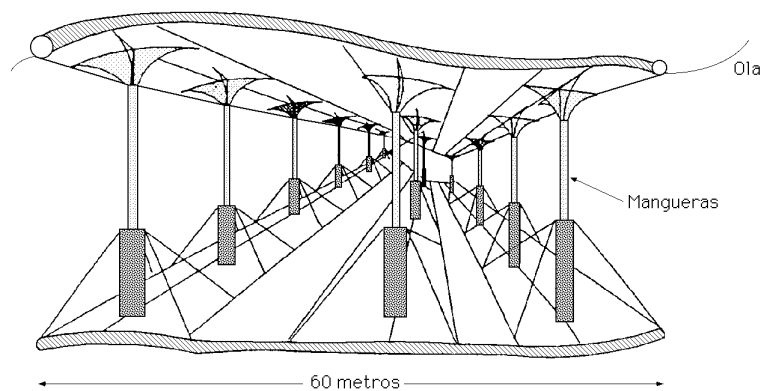


Fig III.10.- Sistema de mangueras Lilypad

El diseño actual consiste en varias unidades conectadas en serie, que suministran agua de mar a una turbina Pelton, a presiones entre 1 MPa y 4 MPa; el dispositivo suministra electricidad a boyas de navegación.

Recientemente se ha ensayado un sistema de 110 kW que incorpora un tanque para almacenamiento de agua, con el fin de su posterior utilización en una turbina hidráulica.

El sistema Lilypad, Fig III.10, es un dispositivo flotante de grandes dimensiones, que utiliza un sistema de mangueras en serie, conectadas en sus extremos a membranas deformables, unas flotantes o ligeramente sumergidas, y otras sumergidas fuera de la influencia del oleaje.

GEO BOMBA DE PISTÓN.- Este sistema consta de un cilindro con pistón en una estructura de hormigón ubicada en el fondo del mar, un flotador y un cable que une el pistón y el flotador. El pistón asciende por la acción del oleaje y desciende por gravedad, y está provisto de válvulas rectificadoras a la entrada del agua generando un flujo de agua que se aprovecha en una turbina hidráulica.

Se construyó un prototipo a tres kilómetros de la costa de Hanstholm, Dinamarca, que fue destruido por un temporal; tenía una base cilíndrica de hormigón armado de 9 m de diámetro, y estaba anclado a 30 m de profundidad.

El cuerpo flotante, también de hormigón, de 6 m de diámetro, estaba conectado con el cilindro, en el fondo, a través de un cable. La electricidad, que se generaba en una turbina sumergida y un generador estándar de 45 kW, se enviaba a la costa a través de un cable.

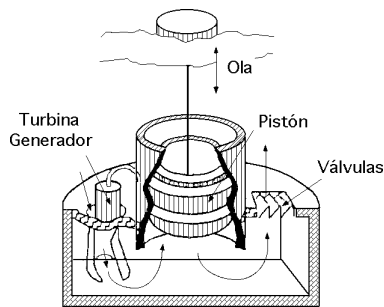


Fig III.11.- Bomba de pistón de Hanstholm

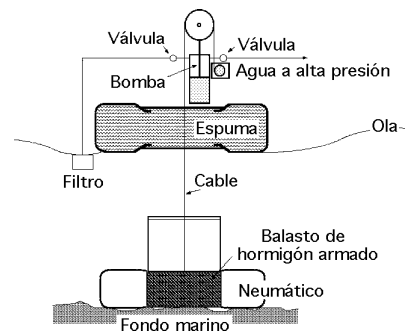


Fig III.12.- Bomba de pistón montada sobre boya

Una central ficticia de bombas de pistón, constituida por 2640 flotadores de 10 m de diámetro, 100 Tm de peso, con un pistón de 55 Tm, y una estructura de hormigón en el fondo de 3000 Tm, generaría 350 MW.

Para la desalación del agua del mar existen prototipos con bombas de pistones, a escala real, en fase de experimentación. El de Delbuoy consta de seis bombas de 2,1 m de diámetro, que producen 5,7 m³ de agua dulce por día, con olas de 1 m y período entre 3 y 6 segundos.

En otros sistemas, la bomba de pistón está montada sobre la boya; tanto la boya como la plataforma de anclaje, están construidas con neumáticos usados de diámetro = 2,5 m, Fig III.12.

III.4.- SISTEMAS HIDRÁULICOS

GEO FROG.- Este sistema consta de un flotador en forma de remo en posición vertical, conectado rígidamente a un casco sumergido y anclado al fondo del mar, como una boya, Fig III.13.

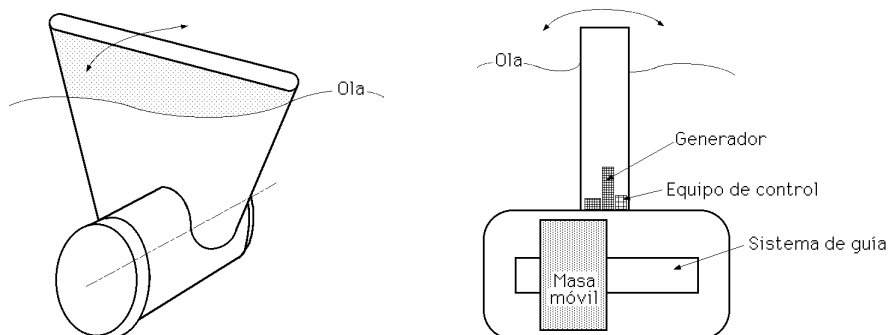


Fig III.13.- Sistema Frog

El casco contiene una masa, que actúa como pistón dentro de un cilindro, que puede moverse sobre un eje en la dirección de las olas, produciéndose un flujo de aceite a alta presión, para su utili-

zación como fluido en una turbina hidráulica. El casco, metálico, tiene 23 m de altura y pesa 1.625 Tm, de las que 1.250 Tm corresponden a la masa de reacción. El Frog, actualmente poco desarrollado, se caracteriza por una alta eficiencia en conversión primaria, hecho comprobado en pruebas con olas regulares.

GEO DUCK o PATO SALTER.- Se puede considerar como un totalizador activo para el aprovechamiento de las olas a gran escala en altamar, Fig III.14; desarrollado en la década de los 70, en Edimburgo, consiste en un flotador alargado cuya sección más estrecha se enfrenta a la ola con el fin de absorber su movimiento lo mejor posible, mientras que su parte posterior es cilíndrica, para evitar pérdidas de energía por rozamiento. Los flotadores giran bajo la acción de las olas, lentamente, alrededor de un eje cuyo movimiento de rotación acciona una bomba de aceite que se encarga de mover una turbina.

Básicamente consiste en una estructura flotante, tal como se indica en la Fig III.14; el sistema consiste en péndulos invertidos, articulados en su parte inferior y montados sobre un eje que permite movimientos en dirección del oleaje, en la que una parte actúa como flotador de balanceo manteniendo una cierta rigidez, es decir, no se ve influenciada por las olas permaneciendo fija, mientras que la parte activa consiste en unos flotadores en forma de leva que se mueven accionados por el ritmo de las olas, creándose en los mismos un movimiento oscilatorio, que acciona unos sistemas oleohidráulicos (movimiento alternativo) conectados a una turbina, originando el giro del eje de la misma y, por lo tanto, la generación de energía.

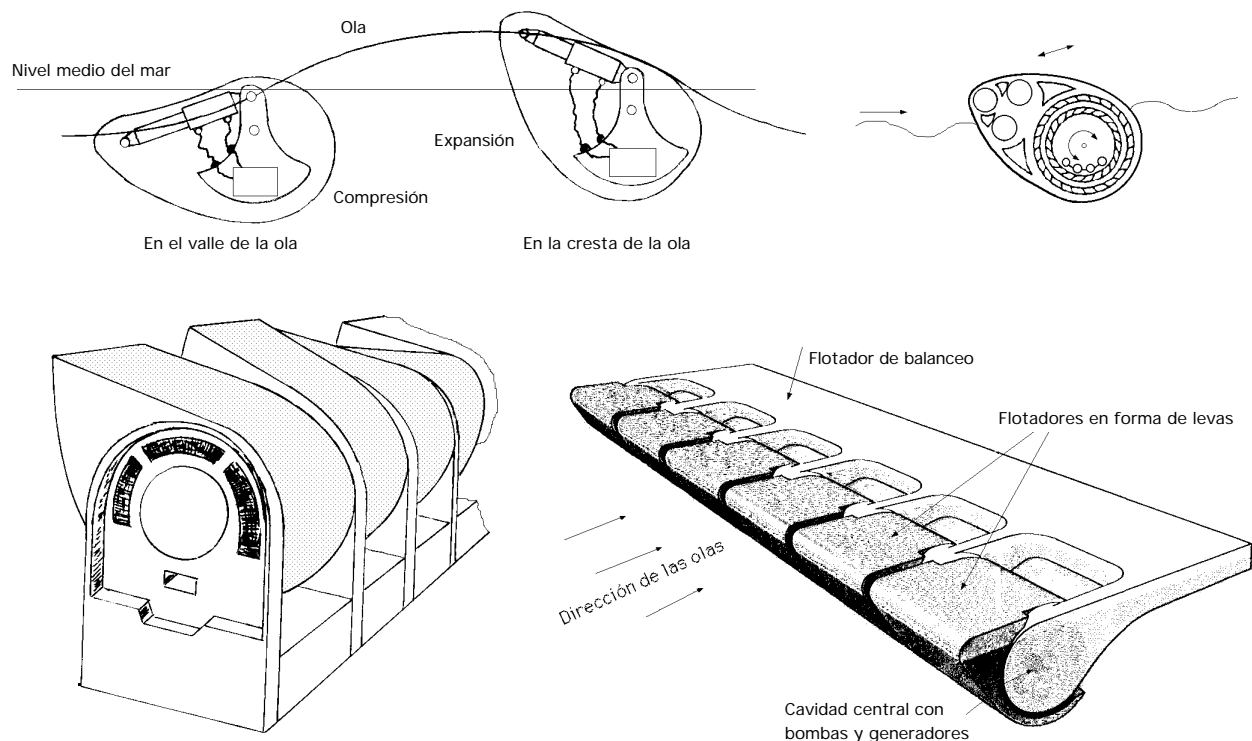


Fig III.14.- Diversos esquemas de pato Salter

El módulo de una supuesta central podría estar formado por 54 cilindros flotantes de hormigón, de 14 m de diámetro y 90 m de longitud, de 11.000 toneladas de peso cada uno, anclados a 100 m

de profundidad. Sobre cada uno de los cilindros vienen montados dos cascos, los ducks, que pueden rotar alrededor de los cilindros en respuesta a las olas.

Una planta de 2 GW estaría conformada por 8 módulos con un total de 864 Ducks, y una longitud de 38,9 km; cada Duck estaría provisto, en su interior, del equipo mecánico y eléctrico propio para la generación de electricidad.

La conversión secundaria se realizaría por un sistema hidráulico de aceite.

Una de las características del Duck sería una alta eficiencia en la conversión primaria, alcanzando casi el 100% en condiciones óptimas.

Gran parte de la tecnología de conversión es nueva y necesita investigarse aún mucho más; su aplicación real queda para un futuro lejano.

GEO CLAM.- El Clam es una estructura flotante de forma toroidal de 60 m de diámetro y 8 m de altura, Fig III.15. La estructura base de acero u hormigón, lleva montadas sobre la cara exterior 12 células de aire, formadas por membranas de goma reforzada, de 15 m de ancho y 7,5 m de alto.

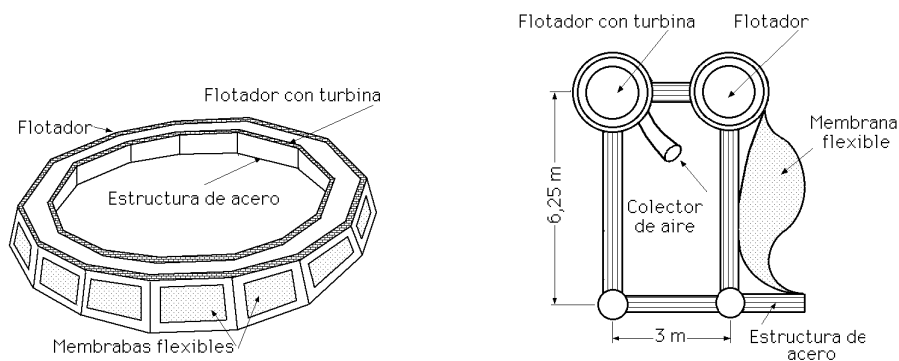


Fig III.15.- Sistema Clam

Las membranas son deformables por la acción del oleaje.

Una planta compuesta de 5 unidades, proporcionaría un total de 12,5 MW.

Tres cuartas partes aproximadamente de las membranas están sumergidas.

El interior de las membranas contiene aire a una presión 15 kPa.

Cuando una ola choca con la membrana, su volumen disminuye y hace circular el aire dentro de ella, a través de una tubería, hacia las otras membranas.

Cada unidad contiene 10 turbinas tipo Wells de 250 kW.

La disposición circular de las membranas tiene la ventaja de que el oleaje se puede aprovechar desde cualquier dirección.

GEO CILINDRO BRISTOL.- El Cilindro, desarrollado por la universidad de Bristol, es otro concepto para grandes aprovechamientos. Una planta que funcionase con este sistema constaría de 276 módulos o cilindros; cada cilindro mediría 100 m de longitud y 16 m de diámetro; su parte superior estaría situada a 6 m de la superficie del agua, y anclada a 40 m de profundidad, por lo que el cilindro totalmente sumergido, no tiene su estructura sometida a fuerzas excesivas durante las tormentas, Fig III.16.

En la estructura de anclaje están incorporadas bombas hidráulicas, que permiten un despla-

miento vertical. Expuesto al oleaje, el cilindro describe un movimiento circular, en respuesta al movimiento orbital de las partículas de agua dentro de la ola.

El medio de bombeo, agua del mar, sería transportado por tuberías de 1,2 m a seis plataformas por encima del nivel del mar, cada una equipada con tres turbinas Pelton de 120 MW.

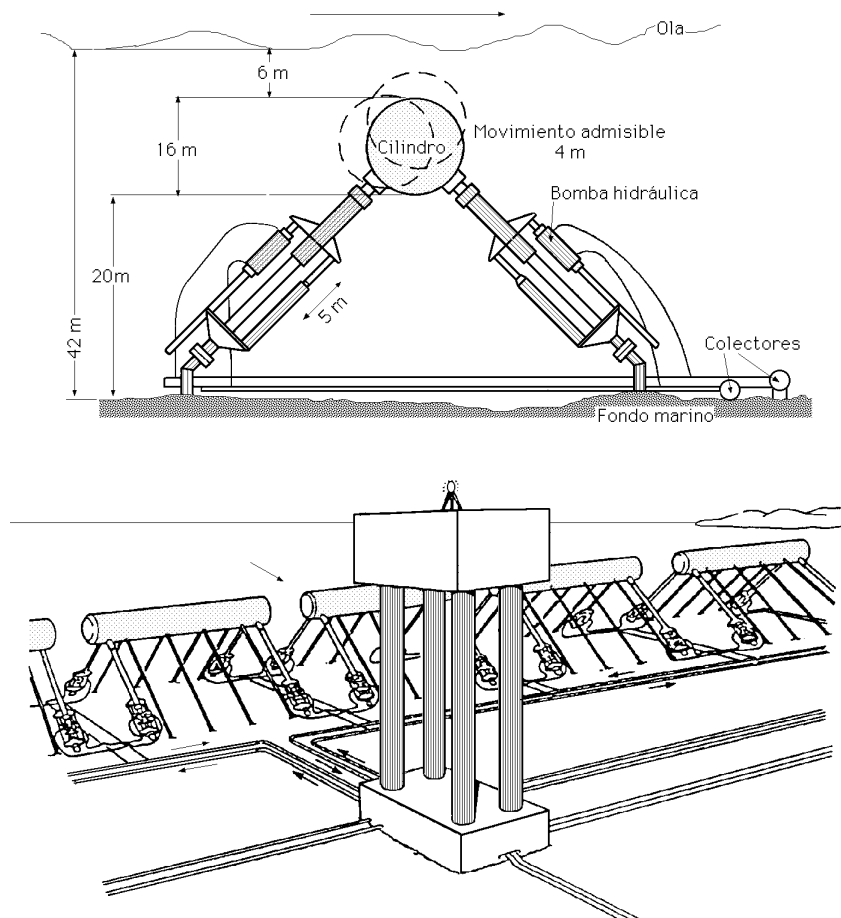


Fig III.16.- Cilindro Bristol

La potencia nominal de la instalación sería 2 GW, habiéndose demostrado que la extracción podría alcanzar el 100% con una adecuada combinación de movimientos.

GEO RAFT o Balsa COCKERELL.- Los Rafts son gigantescas plataformas flotantes, articuladas entre sí, (dos o más), unidas mediante mecanismos hidráulicos (cilindro-émbolo), que reciben el impacto de las crestas de las olas, de forma que los movimientos de giro parcial de los flotadores accionados por ellas, se aprovechan para mover un fluido mediante el sistema (cilindro-émbolo) citado, colocado en las articulaciones que une los flotadores (movimiento alternativo), Fig III.17, accionando el fluido a presión resultante una turbina.

Las balsas ascienden y descienden impulsando un fluido hasta un motor que mueve un generador por medio de un sistema hidráulico instalado en cada articulación.

El número óptimo de flotadores es de 3 y el tamaño óptimo del sistema es de 100 m x 50 m, para conseguir potencias de 1 a 2,5 MW.

El oleaje produciría una rotación en las articulaciones que se podría aprovechar para accionar

bombas hidráulicas. Su eficiencia teórica puede alcanzar el 90%. En ensayos con prototipos se han encontrado eficiencias del orden del 40% al 50%. Dadas sus gigantescas dimensiones, y las inmensas fuerzas que actúan sobre el anclaje, hacen que el sistema Raft no resulte competitivo.

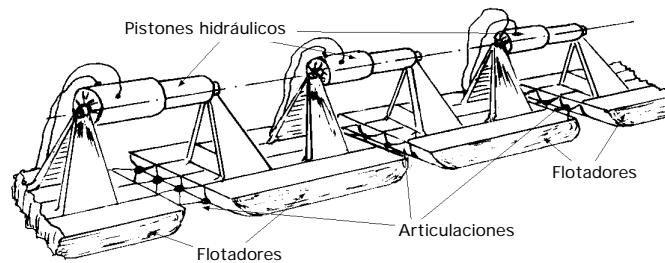


Fig III.17.- Balsa Cockerell

GEO ROMPEOLAS SUMERGIDO.- Se han propuesto rompeolas sumergidos, Fig III.18, para calmar el mar, (que evitan impactos por el oleaje y no dificultan el tráfico marino), a base de placas horizontales ancladas en el fondo, que han demostrado su efectividad para absorber parcialmente el oleaje; en ensayos de laboratorio se ha encontrado que hasta el 35% de la energía incidente del oleaje circula por debajo de la placa, en sentido opuesto al oleaje, flujo que se podría aprovechar en una turbina hidráulica.

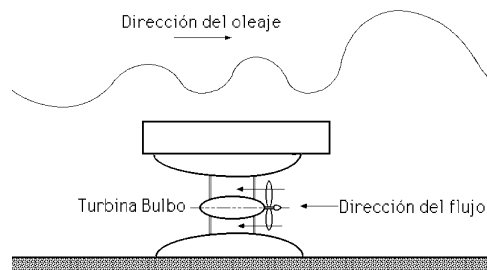


Fig III.18.- Rompeolas sumergido con turbina Bulbo

III.5.- GEO COLUMNA OSCILANTE

El principio de extracción de la energía de las olas está basado en la oscilación del agua dentro de una cámara semisumergida y abierta por debajo del nivel del mar, provocada por el oleaje, que produce un cambio de presión del aire por encima el agua, obteniéndose un flujo de aire que puede aprovecharse haciéndole pasar a través de una turbina.

En algún caso, se aprovecha la oscilación del agua mediante un flotador. La conversión secundaria se efectúa en este caso, por medios mecánicos o hidráulicos.

Existen varios prototipos de GEOs neumáticos, algunos de ellos a escala real, siendo el único GEO que se ha comercializado con éxito para suministrar electricidad a los sistemas de iluminación de boyas de navegación. Su popularidad se debe a su aparente simplicidad por cuanto convierte las velocidades bajas y fuerzas altas del oleaje, en un flujo de aire de alta velocidad y baja fuerza, aptos para la alimentación de un generador eléctrico.

La conversión primaria tiene lugar en una cámara fija o flotante, normalmente sin piezas móviles; su funcionamiento está basado en la resonancia, es decir, en la amplificación de la oscila-

ción del agua que es máxima cuando la frecuencia natural del GEO coincide con la frecuencia de la ola. En el funcionamiento de un GEO neumático, la columna de agua dentro de un tubo fijo está en resonancia con una ola de frecuencia,

$$f = \frac{w_c}{2} = \frac{1}{T_c} + \frac{1}{2} \sqrt{\frac{g}{L + L^*}}$$

siendo L la longitud de la columna, y L^* la longitud debida a la masa adicional

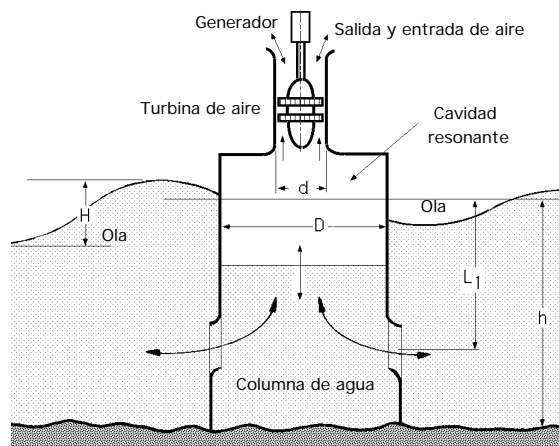


Fig III.19.- Esquema de funcionamiento de un GEO neumático anclado al fondo

En estado de resonancia, el agua oscila dentro de la columna con una amplitud $\frac{H^*}{2} > \frac{H}{2}$, siendo H la altura de la ola, Fig III.19. Como la columna de agua actúa como un pistón, origina la oscilación del aire situado por encima del nivel del agua.

El desplazamiento medio del agua en la columna, (y en consecuencia del aire), su velocidad y aceleración, son respectivamente,

Desplazamiento, $y = \frac{H^*}{2} \cos(w t)$

Velocidad, $v = \frac{dy}{dt} = - \frac{w H^*}{2} \text{sen}(w t)$

Aceleración, $\frac{d^2y}{dt^2} = - w^2 y$

y teniendo en cuenta la ecuación de continuidad, y suponiendo que el aire es incompresible, la velocidad v_a en la abertura es:

$$v_a = \frac{v_c \cdot c}{a}$$

siendo c y a las áreas de la columna y de la abertura.

La energía cinética del aire expulsado de la columna se puede aprovechar situando una turbina neumática en la abertura.

El flujo de aire producido dentro de la cámara, aparte de su irregularidad, es bidireccional, de acuerdo con la oscilación del agua.

En los primeros intentos para generar una rotación mecánica unidireccional, con el objeto de acoplar un alternador, se ha utilizado un sistema de válvulas rectificadoras y turbinas convencionales, siendo la más utilizada la turbina Francis.

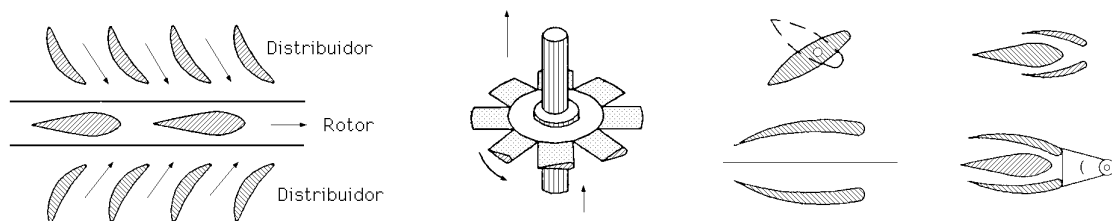


Fig III.20.- Turbina Wells

La turbina Francis, normalmente empleada como turbina hidráulica en aprovechamientos hidroeléctricos, se puede utilizar como turbina neumática, con las mismas características hidráulicas: banda ancha de funcionamiento y alta eficiencia; su punto débil radica en que hay que rectificar previamente el flujo y en que el buen funcionamiento de las válvulas resulta problemático, por lo que el empleo de turbinas convencionales y válvulas, ha quedado casi abandonado con la aparición y desarrollo de turbinas autorectificadoras. Estas turbinas mantienen el sentido del giro, con independencia de la dirección del flujo. La turbina de estas características más difundida, es la turbina Wells, axial, Fig III.20, desarrollada en la Universidad de Belfast a partir de 1976; en su forma más simple consta de un rotor con 3 a 5 palas fijas y simétricas, colocadas radialmente; su eficiencia es menor que la Francis y su rotación a alta velocidad produce mucho ruido; variantes de ella son la turbina biplana y la turbina de contrarotación.

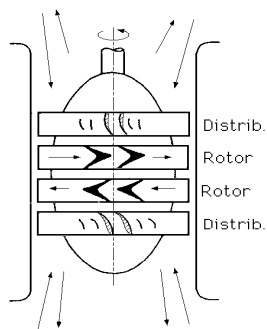


Fig III.21.- Turbina McCormick

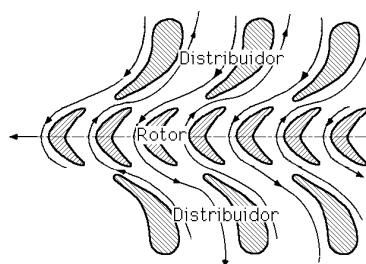


Fig III.22.- Turbina Babinsten

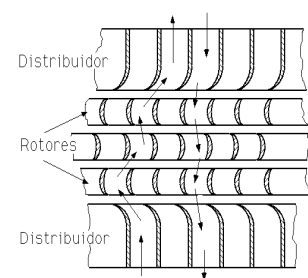


Fig III.23.- Turbina de Filipenco

Otra turbina autorectificadora es la turbina de McCormick, Fig III.21, que es una turbina radial de acción, formada por dos rotores que giran en sentidos opuestos, y dos distribuidores; otras variantes de la turbina de McCormick son la de Babinsten, Fig III.22, con un rotor y dos distribuidores y la de Filipenco, Fig V.23, con tres rotores y dos distribuidores.

Otras mejoras en la regulación del flujo y fuerzas axiales sobre el alternador, consisten en utilizar una turbina radial con un rotor con álabes simétricos, colocados tangencialmente en la dirección del flujo, Fig III.24.

En general, las turbinas radiales son más eficientes, pero más complicadas en su diseño; su velocidad es menor. Debido a la gran variabilidad del flujo, una turbina tiene que estar provista preferiblemente de un dispositivo de regulación que mantenga una eficiencia aceptable sobre una banda de funcionamiento suficientemente ancha, eficiencia que se puede obtener utilizando palas de ángulo de ataque variable, con los consabidos problemas de diseño y funcionamiento.

Una opción sencilla sería el controlar la velocidad de la turbina mediante la alteración del área del flujo, o la colocación de un distribuidor de álabes variables.

La eficiencia de los GEOs neumáticos, y de algunos otros sistemas, depende de la frecuencia de la ola incidente, habiéndose comprobado puede llegar a ser casi del 100%. La eficiencia en la conversión primaria, sin control, puede ser del orden del 30%, y del 82% con control. La eficiencia de extracción de la energía del oleaje y su conversión en electricidad, es uno de los factores clave que influyen en la economía del sistema, siendo su eficiencia del orden del 25% al 50%.

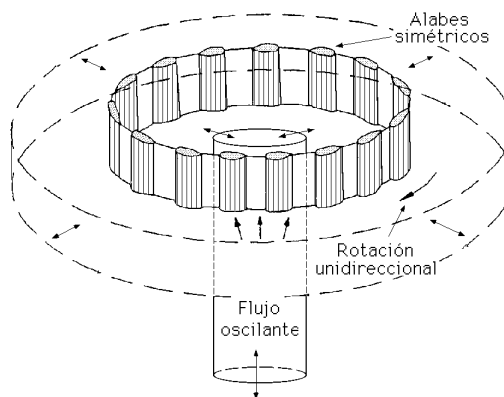


Fig III.24.- Turbina radial con rotor de álabes simétricos

En las turbinas Francis la eficiencia máxima es del orden del 85%, en las McCormick del 75% y en las Wells del 70%; considerando que los costes de la turbina y del generador de un GEO fijo son normalmente el 20% de los costes totales, un incremento de la eficiencia media anual de la turbina del 60% al 70%, implicaría un aumento del orden del 80% de los costes del generador y de la turbina.

III.6.- PROYECTOS Y PROTOTIPOS DE GEOs NEUMÁTICOS

GEO NEL.- El National Engineering Laboratory NEL, se proyectó utilizando tecnología y equipos convencionales; se pretendía ubicarle en aguas poco profundas para evitar el impacto de temporales fuertes, a costa de reducir la disponibilidad del oleaje.

Funciona según el principio de la cavidad resonante de forma que mediante un sistema de válvulas se consigue que el aire que atraviesa la turbina circule siempre en el mismo sentido.

En la Fig III.25 se presentan vistas de detalle, general y panorámica, del convertidor N.E.L. que consiste en una estructura de hormigón prefabricado, parcialmente sumergido, abierto al mar por debajo de la superficie del agua; el aire encerrado y comprimido en la estructura accionaría una serie de turbinas que tendrían una potencia de 2 GW y constaría de 606 módulos de 64 m de longitud cada uno, formando líneas continuas de barreras orientadas en la dirección principal del oleaje.

La estructura iría fijada en el fondo, a 21 m por debajo del nivel del mar, mediante un sistema de barras de anclaje. Cada módulo, de 22.500 toneladas, contendría tres GEOs de 15 m² cada uno. La longitud total de la instalación sería 38,8 Km.

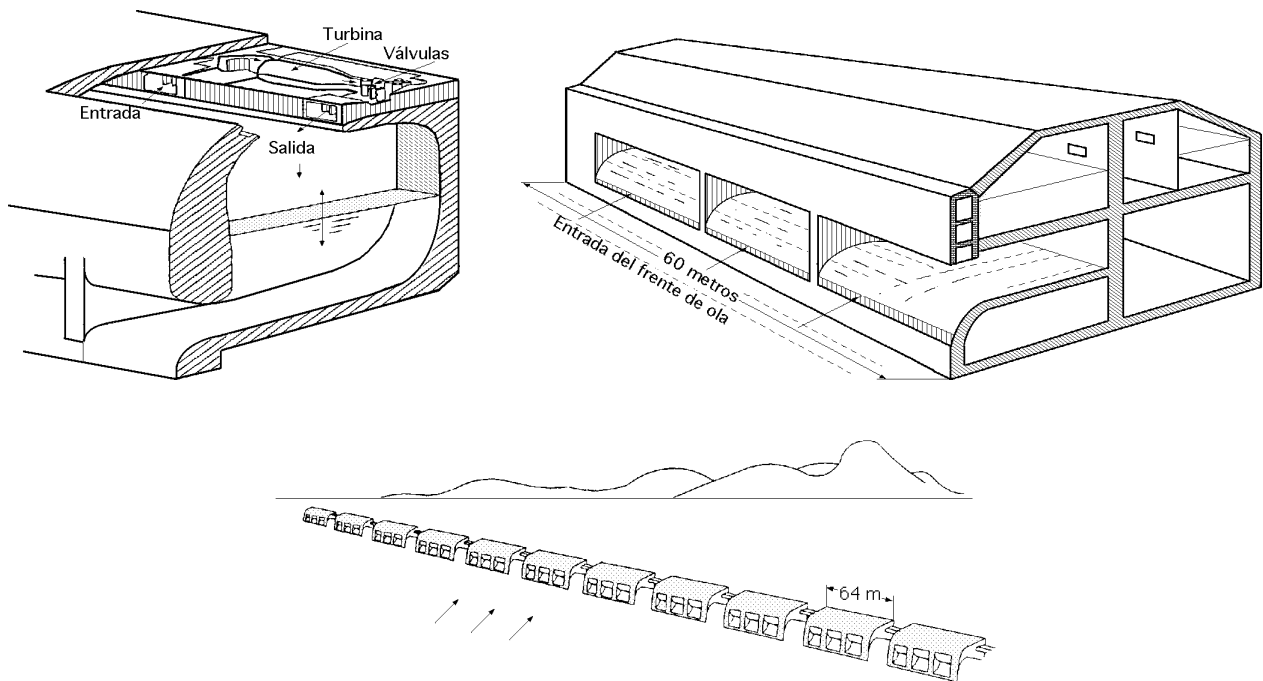
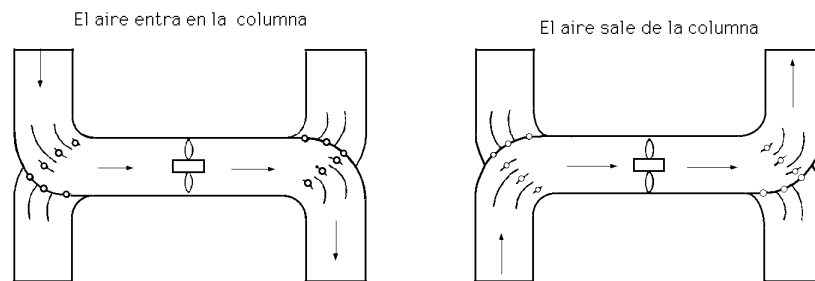


Fig III.25.- Convertidor N.E.L.



Sistema de válvulas del N.E.L.

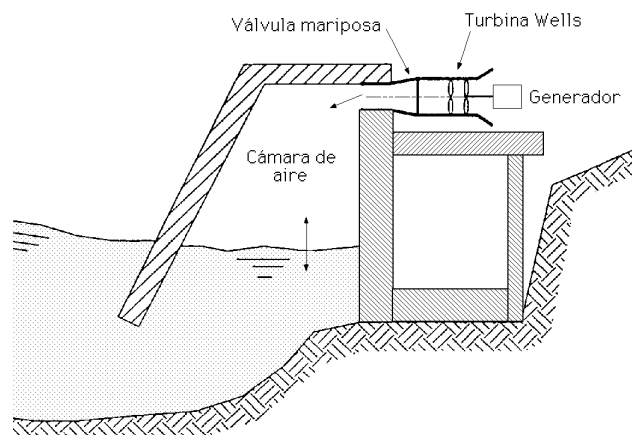


Fig III.26.- Esquemas operativos del N.E.L. de la isla de Islay

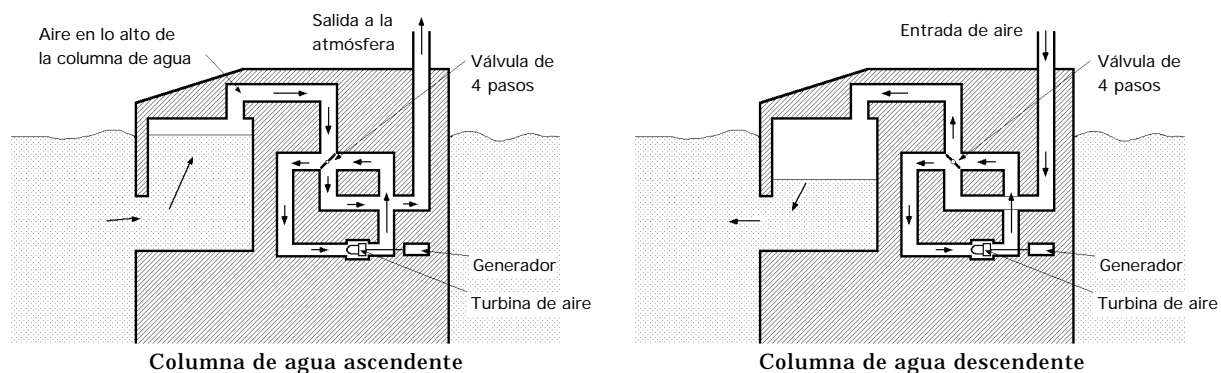


Fig III.27.- Esquema operativo N.E.L. de columna de agua oscilante

En el diseño original, el flujo de aire desde cada GEO se rectificaba mediante válvulas antes de pasar por una turbina axial. Más tarde esta turbina fue sustituida por una turbina Reflair, diseñada por Sulzer, que es una turbina autorectificadora, como la Wells, que no necesita válvulas (o una Francis). Cada turbina accionaría un generador de 1,65 MW y los generadores irían interconectados después de rectificar la corriente continua, en alterna, que se transformaría a 11 kV; la corriente de un grupo de módulos se transformaría a 132 kV para su transmisión a la costa.

En las Fig III.26 y 27 se presenta el esquema operativo del funcionamiento del prototipo de Islay (Escocia) 1987 de 75 kW, de 17 x 3 m, que aprovecha tanto la subida de las olas, como su bajada, mediante una válvula de cuatro pasos que distribuye y conduce el aire comprimido siempre en el mismo sentido, hacia la turbina de aire.

GEO SHORELINE o CONVERTIDOR BELFAST.- Este GEO, proyectado para ser ubicado en la costa, aprovecha las formas naturales del litoral; su desarrollo fue iniciado en la Queen's University de Belfast en 1985, Fig III.28.

En el diseño se intenta concentrar el oleaje hacia la cámara; estructuralmente se basa en la simplicidad de los componentes, minimizando los costes de la obra civil, incorporando los acantilados como parte de la cámara de aire.

El principio de operación de este GEO es idéntico al del NEL, pues aprovecha el flujo de aire producido por la oscilación del agua dentro de la cámara.

El aire de la cámara se conduce a través de un tubo de 1 m de diámetro hacia una turbina biplana tipo Wells, (que gira siempre en el mismo sentido independientemente de la corriente de aire), de potencia nominal 75 kW y velocidad nominal 1500 rpm.

En 1987 se inició la construcción de un prototipo en la isla escocesa de Islay.

La obra civil, se terminó en 1989, y se estudió y analizó la potencia hidroneumática dentro de la cámara de aire, proyectando sobre los resultados obtenidos el equipo mecánico y eléctrico, cuya instalación fue terminada en 1991. El alternador está acoplado directamente a la turbina, y genera electricidad a 440 V, que posteriormente se transforma a 11 kV, conectando la planta a la red (1993).

ART OSPREY.- El Art Osprey es un GEO de forma semiesférica de 20 de altura que contiene dos cámaras de aire, Fig III.29; colocado en el fondo del mar, a unos 18 m de profundidad, tiene su

salida equipada con dos turbinas tipo Wells y generadores en posición vertical, de 0,5 MW de potencia cada grupo.

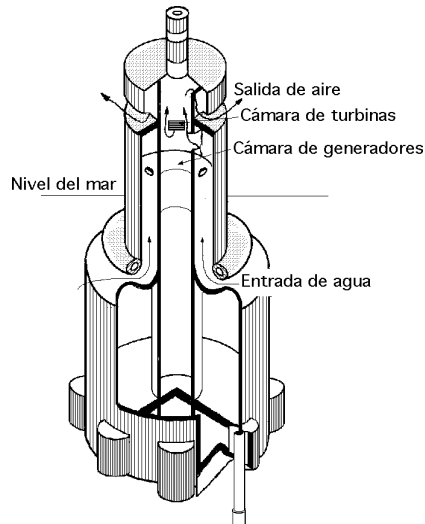


Fig III.28.- Convertidor Belfast

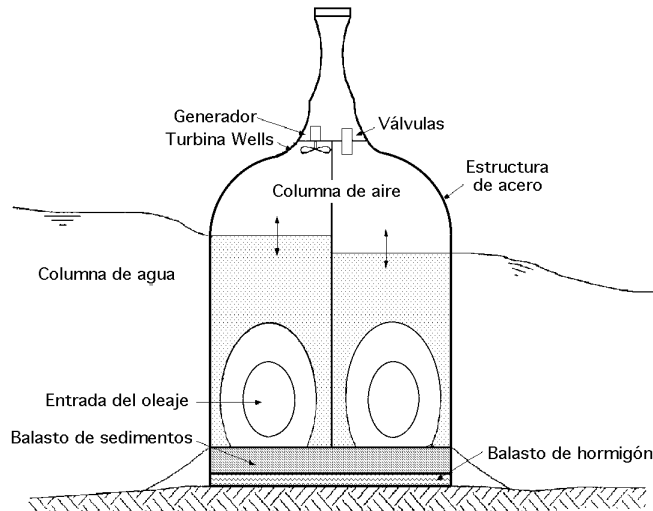


Fig III.29.- GEO Art Osprey

La estructura de la cámara está formada por elementos metálicos, montados en la costa; su fijación al fondo del mar se efectuó por balasto de sedimentos y hormigón, en 1992.

GEO KVAERNER (NORUEGA).- En 1985 se instaló un GEO de 500 kW en Toftestallen, Noruega; diseñado por la ingeniería Kvaerner, el dispositivo operó durante tres años satisfactoriamente, antes de que fuera destruido por un fuerte temporal.

Fue construido en un acantilado vertical de 30 m, y consistía en una base de hormigón y un tubo metálico de 10 m de diámetro. En la parte superior del tubo se instaló un grupo en vertical con turbina tipo Wells, Fig III.30. Las olas penetraban por la parte inferior del cilindro y desplazan hacia arriba la columna de aire, lo que impulsa una turbina instalada en el extremo superior del tubo. Esta central abastecía a una aldea de 50 casas.

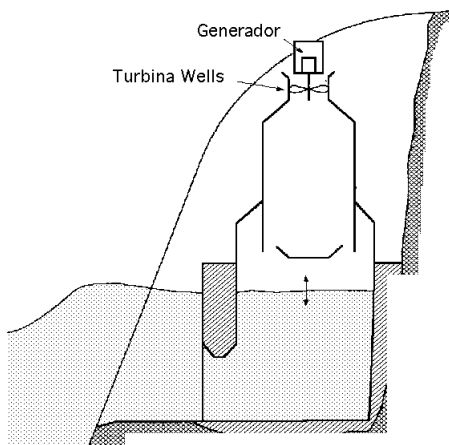


Fig III.30.- GEO Kvaerner

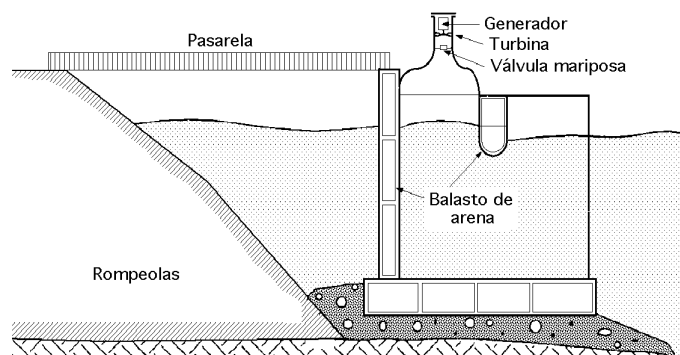
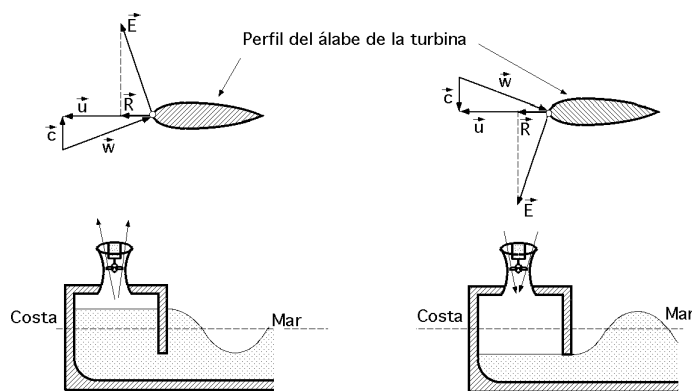


Fig III.31.- GEO de Madrás

GEO de MADRAS (INDIA).- Este GEO se construyó en la costa de Kerala, cerca de Trivandrum, India, y genera 150 kW desde 1991, Fig III.31.32. La cámara es un cajón de hormigón de 3.000 Tm, fabricado en dique seco, y posteriormente anclado en la parte exterior de un rompeolas; las cámaras se llenaron con 3.000 Tm de arena; la estructura, de 6.000 Tm, soporta el impacto de olas de hasta 7 m; la turbina es de tipo Wells de eje vertical, con un rotor de 2 m de diámetro.

GEO SANZE o BOYA MASUDA (JAPON).- Es una boya que tiene en su interior un sistema que actúa por el principio de cavidad resonante, accionando una turbina de aire comprimido por la columna de agua provocada por las olas, Fig III.33. Es similar al dispositivo de Islay, es el GEO de Sanze, Japón. La cámara es de hormigón, construido sobre roca en la costa; la turbina es una Wells doble, de eje horizontal, con un generador de 40 kW.

GEO BUQUE KAIMEI.- El Kaimei es una estructura flotante similar a un barco grande, que alberga varios tipos de turbinas en sistemas GEO, Fig III.34. El barco, anclado ante la costa japonesa, está conectado a ésta con un cable submarino para el transporte de la energía; tiene el fondo plano, de 80 metros de eslora y 12 metros de manga.



c es la velocidad de salida del aire, w es la velocidad relativa del aire u es la velocidad periférica de la turbina, E es el empuje aerodinámico, R es la resultante, igual en las dos situaciones
Fig III.32.- Principio del funcionamiento del GEO de Madrás

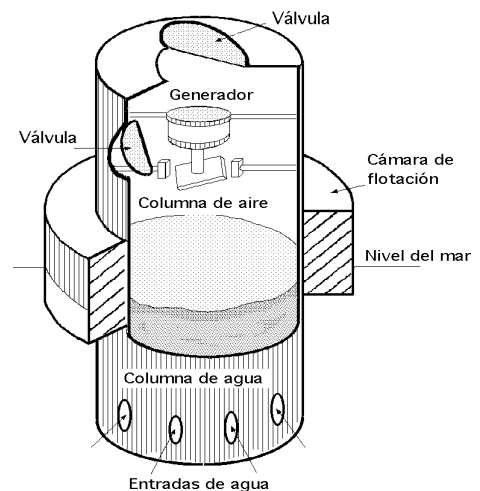
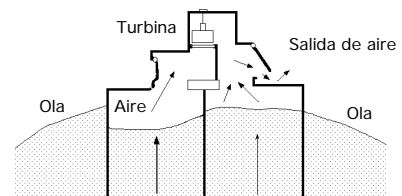
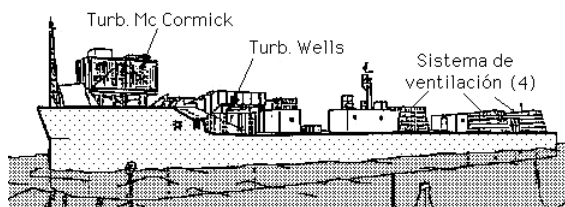
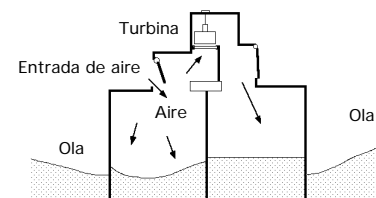


Fig III.33.- Boya Masuda



Ola ascendente



Ola descendente

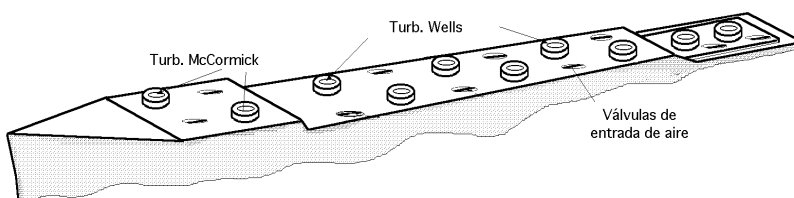


Fig III.34.- Buque Kaimei

Consta de dos filas paralelas de 11 tubos de 25 m² de sección transversal, que funcionan como cavidades resonantes, de modo que se aprovechan las crestas y los valles de las olas para generar un empuje de aire hacia arriba o hacia abajo, que al ser expulsado o absorbido por la cavidad mueve una turbina de aire; utiliza varios tipos de turbinas, siendo su potencia máxima de 2 MW.

GEO SAKATA.- Es un dispositivo con cinco cámaras que forman parte del rompeolas de un puerto. Es un cajón de 20 x 18 m, fabricado en dique seco y situado y anclado en el fondo mediante balasto de arena; la sala de máquinas alberga una turbina Wells tándem y un turbogenerador de 60 kW; opera desde 1989.

GEO de KUJUKURI.- Actualmente en construcción en Kujukuri-Cho, Japón, consta de diez GEOs de 2 m de diámetro y 2 m de altura, con una potencia de 30 kW; su ubicación está por delante de un antiguo rompeolas.

GEO BBDB.- Es un GEO flotante, cuya abertura de entrada de la cámara está situada hacia la costa, (opuesta al oleaje). Tiene la ventaja de un mejor rendimiento y una disminución de las fuerzas sobre el anclaje; existen prototipos en fase de prueba en Nagaya.

GEO MIGHTY WHALE.- Genera 110 kW, con un frente de 30 m y 40 de longitud. La novedad de este GEO es un componente estabilizador que reduce su tendencia de movimientos giratorios sobre la superficie del agua. Tiene una alta eficacia, estimada en un 60%, y pequeñas fuerzas de anclaje.

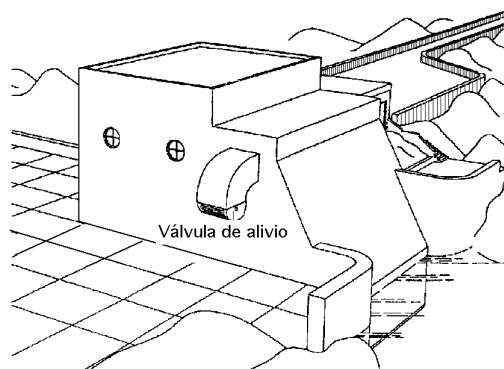


Fig III.35.- Perspectiva de la central de Pico, Azores

GEO de PICO.- Se ha construido un GEO en Pico, Azores, que consta de un canal natural en la costa que concentra, por difracción, la energía del oleaje hacia el dispositivo generador, que consiste en una cámara o cajón de hormigón fabricada en dique seco de 12 x 8 m; lleva una turbina tipo Wells de 0,5 MW, que acciona un generador asíncrono.

GEO de CHINA .- El Instituto de Conversión de la Energía de Guangzhou, ha construido un prototipo de GEO de 4 x 10 m en la costa de la isla de Dawanshan en el sur del Mar de China; tiene una potencia de 30 kW.

GEO con FLAP.- Consiste en proteger la turbina neumática contra los impactos del agua, separando la cámara de aire, del mar, mediante una compuerta basculante. Su baja eficiencia no le ha permitido pasar de la etapa de diseño.

III.7.- ATENUADORES

Se colocan paralelos a la dirección de avance de las olas, y son estructuras largas que van extrayendo energía de modo progresivo; están menos expuestos a daños y requieren menores esfuerzos de anclaje que los terminadores, pues las fuerzas se compensan a ambos lados de la

estructura, siendo capaces de captar energía por ambos lados de la misma.

GEO BOLSA DE LANCASTER.- Consiste en una estructura de hormigón, con forma de buque, con unas bolsas flexibles llenas de aire colocadas a lo largo de ella.

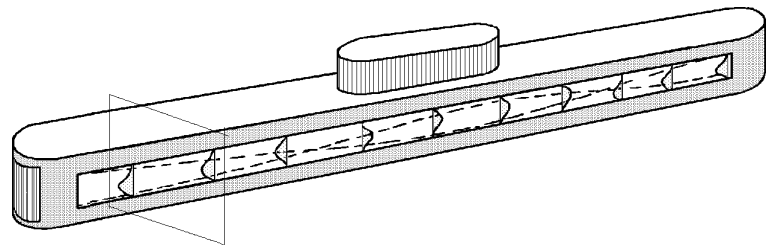
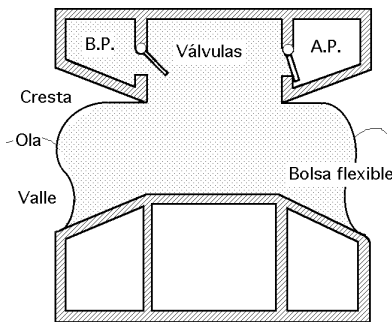


Fig III.36.- Bolsa de Lancaster

Las olas actúan lateralmente sobre las bolsas flexibles de forma que, aprovechando la situación de las crestas y valles de las olas, y mediante un sistema de válvulas, provocan el accionamiento de unas turbinas de aire convenientemente colocadas, Fig III.36.

GEOs ABSORBEDORES PUNTUALES.- Son estructuras pequeñas en comparación con la ola incidente; suelen ser cilíndricas y, por lo tanto, indiferentes a la dirección de la ola; generalmente se colocan varios agrupados formando una línea.

Los atenuadores y los absorbedores puntuales pueden captar energía de un frente mayor que el propio frente que ellos oponen, mediante un efecto antena.

IV.- APLICACIONES DE LOS GEOs

IV.1.- SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Generadores eléctricos.- Una de las características del oleaje es su variabilidad, tanto a corto como a largo plazo, lo que implica que la conversión de la energía del oleaje en electricidad, es más eficiente cuando el generador tiene una velocidad variable.

Generador isosíncrono a velocidad variable.- Es un generador convencional modificado, que permite la generación de electricidad (a tensión y frecuencia constantes), independientemente de su velocidad. Este generador mantiene unas eficiencias aceptables sobre una banda ancha de velocidades de rotación; por ejemplo, para una velocidad síncrona de 900 rpm, la eficiencia es del 90%, y del 54% para 1800 rpm, siendo aconsejable para la generación a gran escala y conexión a la red, y no para redes pequeñas en islas.

Todo ello implica ventajas tendentes a optimizar la producción, tanto en la fase de prueba de un GEO, como en la fase operativa, (variaciones temporales en el régimen del oleaje a lo largo del año).

Generador eléctrico convencional de corriente alterna.- Para otros usos se puede emplear un generador convencional de corriente alterna, con posterior rectificación de la misma, que permite la generación a velocidad variable. Para generación en altamar, la energía se puede transportar a tierra como corriente continua, que resulta más económica.

IV.2.- SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

La energía del oleaje es una fuente muy irregular e imprevisible, por lo que es necesario un almacenamiento temporal de la misma; la elección del sistema de almacenamiento depende de:

- a) El tipo de conversión directa a electricidad o bombeo de agua.
- b) La necesidad de garantizar un suministro continuo (generación aislada o conexión a la red).

Cuando el GEO es un dispositivo que bombea agua, como son en general las boyas y otros dispositivos mecánicos, existe la posibilidad de almacenar el agua en embalses para su posterior turbinación y generación de electricidad, lo que implica que el GEO se encuentre a una distancia razonable de la costa.

En otros sistemas OWC, Tapchan), se puede efectuar el bombeo con o sin previa generación de electricidad empleando turbobombas.

La energía almacenada E en una altura H y volumen V es:

$$E \text{ (kW)} = 0,022 \text{ H (m)} \text{ V (m}^3\text{)}$$

es decir, para generar 1 kW, es necesario turbinar 45,5 m³ de agua desde 10 metros ó 10 m³ de agua desde 45,5 m.

La potencia es:

$$N \text{ (kW)} = 8 \text{ H (m)} \text{ Q (m}^3\text{/seg)}$$

La viabilidad y rentabilidad de un sistema de bombeo de almacenamiento de energía depende sobre todo de la morfología en la zona de implantación del embalse, siendo la única forma lógica de almacenar energía en largos períodos de tiempo. También se puede considerar el bombeo de agua a piscinas de acuicultura, en donde se cultivan algas o peces (para la producción de biomasa).

Otras formas de almacenamiento de energía son: baterías, aire comprimido, acumuladores hidráulicos, resortes mecánicos, volantes de inercia, etc, siendo su capacidad de almacenamiento función, en peso, de la energía almacenada: compresión de gases, 300 Kg/kW, acumulador hidráulico 130 Kg/kW, resortes de acero 11.250 Kg/kW, batería ácida de plomo 56 Kg/kW, batería Ni-Cd 33 Kg/kW, volante de inercia 18 Kg/kW, etc.

Los volantes de inercia pueden mantener la potencia durante tres minutos seguidos; aún así la potencia suministrada puede variar en un ±50% a corto plazo.

En la turbina Wells, la masa del volante se puede incorporar en el propio rodete.

Para igualar las variaciones durante un día se utilizan baterías.

Almacenar la energía durante más de un día no resulta económico.

En la producción aislada, se puede utilizar un sistema híbrido con generador Diesel.

DESALACIÓN DEL AGUA DEL MAR.- La producción de agua potable es, posiblemente, el mejor uso de la energía del oleaje, si existe una demanda adecuada para este tipo de recursos. La desalación se puede efectuar por procesos térmicos (evaporación, destilación), eléctricos (electrodialisis) o fisicoquímicos (ósmosis inversa, utilizando directamente la energía mecánica producida por el oleaje).

El proceso de ósmosis inversa consiste básicamente en que el agua del mar atraviesa una membrana semipermeable, que retiene las sales disueltas. La presión del agua es del orden de 55 bars, y la energía del orden de 6 kW/m³.

La mayoría de los diseños actuales de sistemas para conversión del oleaje son aptos para generar altas presiones de agua, habiéndose diseñado algunas bombas de alta presión, como la denominada Delbuoy, que fue diseñada expresamente para ósmosis inversa en la universidad de Delaware. El precio actual del agua desalada por ósmosis inversa es del orden de 150 ptas/m³, en una planta de 200 m³ diarios, siendo la mitad de ellos costes de energía.

IV.3.- GENERACIÓN EN ALTAMAR

La conversión del oleaje a gran escala en altamar es posible, con potencias entre 300 MW y 2 GW, mediante sistemas Duck, Cilindros Bristol y boyas de pistón. Por su tamaño y por su distancia a tierra, surgen una serie de problemas de instalación, mantenimiento, anclaje, transporte de la energía, modificación del oleaje a sotavento, interferencia con el tráfico marítimo, etc.

La industria petrolífera ha colaborado en la instalación de plataformas que pueden ser útiles en la implantación de GEOs en altamar, en procedimientos de instalación y transporte. En cuanto al anclaje, el problema es diferente, por cuanto las plataformas se diseñan para oponer la mínima resistencia al oleaje, mientras los GEOs son todo lo contrario. Los costes de amarre y anclaje pueden ser del orden de la mitad de los costes totales.

El diseño de los componentes tiene que adaptarse a las capacidades de transporte existentes.

SISTEMAS HÍBRIDOS.- Un mercado para la energía del oleaje, y las energías renovables en general, es el abastecimiento de comunidades aisladas, en donde no exista una red eléctrica.

Dada la irregularidad del recurso, el abastecimiento de la población solo se puede garantizar mediante un almacenamiento temporal de la energía, o con una combinación de fuentes de generación mediante generadores eólicos, generadores Diesel, energía solar, etc.

Ejemplos de sistemas híbridos con energía del oleaje existen pocos, siendo los únicos representantes las boyas de navegación en las que la batería se carga con energía del oleaje. El problema del almacenamiento de la energía del oleaje es en gran parte similar al de la energía eólica.

IV.4.- SISTEMAS DE TRANSPORTE ENERGÉTICO

TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA.- El transporte de energía eléctrica por cable se considera factible hasta distancias del orden de 100 Km. La longitud máxima de cables con corriente alterna es de 30-35 Km por lo que para distancias que superen este valor, la transmisión sería con corriente continua.

Los puntos débiles de los cables son: conexión a la plataforma flotante, reparación, juntas (longitud de cables de hasta 10 m), sedimentos y movimientos del fondo marino, etc. Se han obtenido experiencias con un cable blindado de 6,6 kV y 3 kilómetros de longitud en las pruebas del Kai-mei, durante siete años, sin daños de importancia. Recientemente se ha desarrollado un cable eléctrico de 260 Km de longitud para transporte de 6 MW, entre Alemania y Suecia.

TRANSPORTE POR TRANSMISIÓN HIDRÁULICA.- El medio de transporte hidráulico sería agua salada, o dulce, a alta presión, 100-200 bar. Este sistema es interesante cuando el GEO es hidráulico, como el Cilindro Bristol y los Rafts; la presión se produciría directamente en la conversión secundaria. La ventaja de la transmisión hidráulica es, sobre todo, de acceso y mantenimiento, si el equipo electromecánico se puede ubicar en la costa. Uno de los problemas es la variación del flujo en la tubería, que la puede dañar por la aparición de vibraciones. Se puede resolver mediante un acumulador hidráulico previo; existen tuberías de alta presión de diámetro de hasta 1,22 m. La velocidad máxima estaría en torno a 4,3 m/seg para reducir pérdidas de carga; se estima que se pueden transportar entre 50 MW y 70 MW por una tubería de 1 metro de diámetro.

OTRAS FORMAS DE TRANSPORTE Y USO DE LA ENERGÍA.- Si el GEO está ubicado a más de cien kilómetros de la costa, el transporte de la energía por conexión permanente no sería económico. En este caso la energía se puede transportar en barco, en forma de productos elaborados en alta mar.

Una opción sería el llamado puente electroquímico, utilizando grandes baterías de litio montadas sobre barcos. Otra sería la fabricación de combustibles sintéticos en altamar, como hidrógeno o amoníaco, o la gasificación de carbón.

En el fondo del mar abundan minerales como el uranio e hidrocarburos (petróleo). En Japón se está estudiando la extracción de minerales en altamar. Se estima que con 1 kWh de energía del oleaje, se puede extraer uranio para 10 kWh en una planta nuclear. También se puede pensar en la fabricación de aluminio en alta mar.

IV.5.- IMPACTO AMBIENTAL

Los GEOs en el litoral o cerca de él pueden tener impactos considerables sobre el medio ambiente. La absorción y modificación del oleaje puede variar la morfología de la costa y de la vida marina. Sus efectos positivos pueden ser la disminución de la erosión de playas, o la creación de zonas tranquilas para recreo o cultivos pesqueros, siendo de esperar que la variación de los procesos en el litoral afecten a las zonas de reproducción de la vida marina.

Otros impactos, de tipo visual y sonoro, hay que tenerlos en cuenta, especialmente en zonas turísticas, estando asociado el problema del ruido a GEOs neumáticos que emplean turbinas de aire a alta velocidad tipo Wells. En zonas habitadas habría que emplear silenciadores, que reducen la eficiencia.

MEDIO AMBIENTE.- El aprovechamiento en altamar, lejos de la costa, no implica ningún problema estético; habría que estudiar cómo afecta al oleaje en la vida marina, por cuanto éste asegura la circulación del oxígeno y de nutrientes en las aguas superficiales. El problema depende del sistema que se emplee. Los Ducks pueden absorber casi la totalidad del oleaje, en una banda muy ancha de frecuencias, de forma que colocados en largas cadenas, como terminadores, pueden dejar el mar en calma. Menos efectos tienen los resonadores que absorben las olas de frecuencias determinadas, dejando pasar olas con otras frecuencias. Desde el punto de vista ecológico, también serían preferibles absorbedores puntuales, que no modifican demasiado el oleaje a sotavento.

Cuando el medio de transmisión de la energía es el aceite, como en el caso de los Ducks, las pérdidas de éste pueden perjudicar el medio ambiente. El anclaje de los GEOs en el fondo marino, sobre todo en el caso de los terminadores, puede actuar como una barrera para los flujos de sedimentos, que puede resultar en una alteración del fondo marino.

También hay que tener en cuenta la posible presencia de grandes animales, que pueden dañar a las instalaciones, o ser dañados por éstas.

Resumiendo, los efectos sobre el medio ambiente dependerán estrechamente del tipo de dispositivo utilizado, pudiéndose citar en principio algunos aspectos que deberían ser tenidos en cuenta en un proyecto de esta naturaleza:

- El clima marítimo se altera (sedimentos; ecosistema).

- Emisión de ruido; intrusión visual.
- Efectos sobre la reproducción de algunas especies.
- Efectos sobre la sedimentación en costas y playas.
- Riesgos para la navegación.

Posibles beneficios: amortiguamiento del oleaje en zonas portuarios o erosionables.

PROPULSIÓN DE BARCOS.- Otro posible uso de la energía del oleaje, es la propulsión de barcos. El movimiento relativo del barco con respecto a la superficie del agua, se puede aprovechar mediante medios mecánicos o neumáticos, colocando estabilizadores sumergidos.

IV.6.- POTENCIA DE LOS GEOS

La mayoría de los diseños de GEOS operan con potencias entre 100 kW y 1 MW aproximadamente; sin embargo, en grandes aprovechamientos del orden de GW, la potencia por unidad de GEO tendría que ser muy superior, como en el caso de los Ducks y Cilindros.

Una central de 100 MW consistiría más bien en 1000 unidades de 100 kW, que en 200 unidades de 500 kW.

La tendencia con respecto a la potencia por unidad, es similar a la de los aerogeneradores, y aunque se han construido aerogeneradores de varios MW de potencia, el tamaño comercial parece estar entre los 100 y 500 kW.

Para caracterizar la potencia de un GEO, se introduce un factor de capacidad F_c , de la forma:

$$F_c = \frac{E_{\text{anual}}}{E_{\text{máx teórico}}}$$

en la que: E_{anual} sería la energía media generada en un año, y $E_{\text{máx. teórica}}$ sería la posible energía generada en el caso de que el GEO funcionase a potencia nominal durante todo el año.

Para que la producción energética del GEO sea grande comparada con la inversión, el GEO tiene que operar cerca de su potencia nominal durante gran parte del tiempo. De esta forma, se pierden los picos del régimen del oleaje, que no tiene demasiada importancia, dado que el recurso es gratis y casi ilimitado; el factor de capacidad para un GEO suele ser del orden del 40% , y para aerogeneradores del orden del 30% al 35%.

IV.7.- SUPERVIVENCIA DE LOS GEOS

TORMENTAS.- Los GEOS se tienen que diseñar para sobrevivir en condiciones de olas extremas. Las consecuencias de tormentas ya se han experimentado con uno de los primeros prototipos de GEOS, cuando en 1988 el Kvaerner OWC fue destruido por una ola de 20 m de altura.

La altura de la ola puede reducirse considerablemente en aguas poco profundas; su energía se pierde debido a la fricción con el fondo y posterior rotura.

El coste de un GEO y el coste de la energía generada dependen en gran medida del cálculo de la ola. Los sistemas sumergidos, como el Cilindro Bristol, el rompeolas sumergido, o los GEOS sumergibles como la boya de pistón, son sistemas a los que afecta menos las tormentas.

MAREAS.- Las mareas son desfavorables para el aprovechamiento del oleaje; el impacto de las mareas sobre el rendimiento del GEO depende del sistema empleado. GEOs con rampas fijas, sólo pueden operar en zonas con pequeñas mareas, mientras que los GEOs flotantes quedan menos afectados. Los diseños para OWCs han de tener en cuenta los niveles mínimo y máximo que puede alcanzar la marea; en algunas zonas del mundo con altos coeficientes de mareas, lugares donde se están estudiando centrales maremotrices, se puede casi excluir el aprovechamiento del oleaje.

IV.8.- CONSIDERACIONES FINALES

CONSIDERACIONES ECONÓMICAS.- La economía de un GEO se puede expresar en coste de electricidad; el coste del kWh generado sería el cociente entre los costes anuales del GEO y su producción anual. Para comparar los GEOs con centrales de generación convencional, habría que incluir el beneficio medio ambiental de las energías renovables

Los costes anuales de una central convencional se pueden resumir en:

- a) *Costes de amortización del capital invertido*
- b) *Costes de operación y mantenimiento*
- c) *Costes de combustible*

La determinación de la producción anual se basa en:

- a) *Disponibilidad del recurso*
- b) *Eficiencia de captación y de generación*
- c) *Disponibilidad de la central (duración anual de operación)*

Existen pocos datos fiables e independientes sobre costes de energía; en un estudio a efectos comparativos se pueden proponer los siguientes precios de kWh, a un tipo de interés del 8% y precios de 1990:

Duck y NEL OWC, 32 ptas/kW

Cilindro Bristol, 24 ptas/kW

OWC de 0,5-1 MW, 12 ptas/kWh, para potencias medias anuales del oleaje

Kvaerner OWC, 6-8 ptas/kW y en oleaje de 15 kW/m.

El Tapchan con olas, de 17 kW/m, estaría por debajo de las 10 ptas/kW.

Es preciso indicar que los costes de GEOs montados en la costa, dependen en gran medida de la morfología (obra civil); una solución económicamente interesante podría ser la incorporación de GEOs en rompeolas y el aprovechamiento de cavernas naturales para los OWC.

VALORACIÓN DE LOS GEOs.- Se considera que el éxito de un GEO depende en gran medida de la energía del oleaje, y depende principalmente de cuatro criterios.

- a) *Utilización de tecnología convencional, que se considera ventajosa en el desarrollo de la energía del oleaje.*
- b) *Estado de desarrollo, en el que sistemas de pequeña y mediana capacidad tienen, en general, un mayor grado de desarrollo, siendo los sistemas que tienen mayores posibilidades para aplicaciones a corto y medio plazo.*

c) Probabilidad de generación a coste comparable con el de otras energías renovables, siendo la competitividad económica un fuerte argumento para la implantación de estas tecnologías.

d) Impacto medio ambiental, en el que determinados aspectos ecológicos favorecen su implantación.

COMPARACIÓN.- Comparar los sistemas que aprovechan la energía de las olas es tarea difícil, porque su estado de desarrollo es muy diverso. Las columnas oscilantes OWCs, Péndulos, Tapchans y boyas mecánicas se han ensayado en laboratorio y se han construido prototipos para trabajar en el mar; los Ducks, Sea Clams, Cilindros Bristol y Rafts, se han ensayado en el laboratorio, pero no existe ningún prototipo; el rompeolas sumergido se puede clasificar como una idea.

Los OWCs neumáticos han alcanzado un alto nivel de desarrollo; su funcionamiento se ha probado en varias plantas piloto, y es el GEO que más atracción produce entre los investigadores. La experiencia obtenida con OWCs neumáticos instalados en la costa, se podría transferir a instalaciones más potentes en alta mar; el coste del kWh de energía eléctrica generado por un OWC es un poco más caro que el generado en forma convencional.

De los OWCs mecánicos, prácticamente destinados a la conversión primaria, se dispone de poca información; la energía mecánica se puede utilizar para bombear agua, bien para desalación del agua de mar, o para su posterior empleo en una turbina. Para la generación directa de electricidad, parecen más adecuados los sistemas neumáticos.

Los Péndulos se están investigando en Japón; son sistemas aptos para su incorporación en rompeolas existentes o nuevos, siendo bastante cuestionable su supervivencia en temporales, como se ha demostrado con algunos prototipos.

El funcionamiento del Tapchan se ha comprobado con un único prototipo, utilizando tecnología convencional; económicamente parece ser competitivo, aunque se encuentran dificultades en su comercialización. Su construcción está condicionada, más que en los sistemas, a una obra civil conveniente.

Las bombas mecánicas de pistón y de manguera están en pleno desarrollo; su funcionamiento se ha demostrado con prototipos en el mar; su utilidad puede estar relacionada con la desalación del agua del mar, para grandes aprovechamientos, habría que contar con cientos o miles de unidades. El Frog es una idea muy interesante, pero está poco desarrollada.

Los Ducks están pensados para grandes aprovechamientos; sus componentes necesitan todavía una investigación considerable, siendo los dispositivos más complejos y futuristas.

Para los Cilindros vale lo anteriormente dicho de los Ducks, aunque necesitarían menos investigación. Los Sea Clams y Rafts son grandes GEOs flotantes, en los que todavía hay que resolver problemas de anclaje; su aplicación no es inmediata. El rompeolas sumergido es una idea que se puede aplicar en estructuras existentes, siendo interesante para aprovechamientos pequeños.

ESTADO ACTUAL DE LA INVESTIGACIÓN.- En la mayoría de los GEOs hay todavía una serie de cuestiones comunes a investigar, como:

a) Mejoras en los rendimientos de las turbinas neumáticas.

b) Las fluctuaciones de potencia en muchos GEOs son inevitables, por lo que se hace problemática su integración en la red eléctrica.

c) Mejoras en el rendimiento de los GEOs, mediante ensayos en condiciones reales, ó en laboratorio con

olas aleatorias.

d) Mejora en los rendimientos de conversión hidráulica a alta presión, con el consiguiente desarrollo de los componentes.

Aunque casi todos los GEOs necesitan todavía de una cierta investigación, algunos han alcanzado ya una relativa madurez comercial, como el Tapchan, los OWC neumáticos para misiones especiales como carga de baterías en boyas de navegación, el Delbuoy para desalación de agua, etc. GEOs mecánicos pequeños se podrían construir a medio plazo, mientras GEOs para grandes aprovechamientos como los Ducks y Cilindros Bristol se podrán desarrollar a más largo plazo, ubicándolos en la costa o cerca de ella. Otro factor a tener en cuenta es la sencillez de los componentes y la ausencia de partes móviles en contacto directo con el agua, como en el OWC neumático, con excepción de la turbina Bulbo o Kaplan, de diseño convencional, en el caso del Tapchan.

PREVISIONES PARA EL FUTURO.- En Europa parece razonable prever, hacia el año 2010, una contribución de la energía generada a partir del oleaje del orden de 1 TWh/a, que es menos del 1% del potencial técnicamente aprovechable. El ritmo de construcción de nuevas instalaciones sería del orden de 20 a 30 MW anuales, para así llegar al año 2010 con una potencia instalada de unos 300 MW.

Para lograr estos objetivos serían necesarios programas de apoyo a la investigación que permita avanzar en los siguientes aspectos:

- *Optimización de los dispositivos.*
- *Métodos de diseño y construcción.*
- *Desarrollo de sistemas eficientes de conversión de energía*
- *Desarrollo de modelos de estimación de energía.*
- *Supervivencia, sustitución y condiciones de servicio de los sistemas.*

En lo que se refiere a sus posibilidades el Tapchan y los sistemas de columna de agua oscilante OWC, parecen tener futuro. Suponiendo aportaciones medias de 10 kW/m, y capturando la energía correspondiente a una línea de costa de 150 metros, con un rendimiento del orden del 33%, resultarían potencias del orden de 0,5 MW. La viabilidad de una instalación de canal de paso o Tapchan está muy condicionada por la configuración natural del emplazamiento, donde las obras de adaptación del mismo deben mantenerse dentro de límites razonables, debido a sus repercusiones negativos en el coste y en el medio ambiente. El sistema de columna de agua oscilante no depende tan estrechamente del emplazamiento, requiriendo esencialmente profundidades mínimas de 10 metros, aumentando mar adentro. Aunque las consideraciones económicas y ambientales determinan ampliamente su viabilidad, sería razonable llegar en Europa en el año 2010 a 100 Tapchan, 50 MW, y 500 sistemas de columna de agua oscilante, 150 MW.

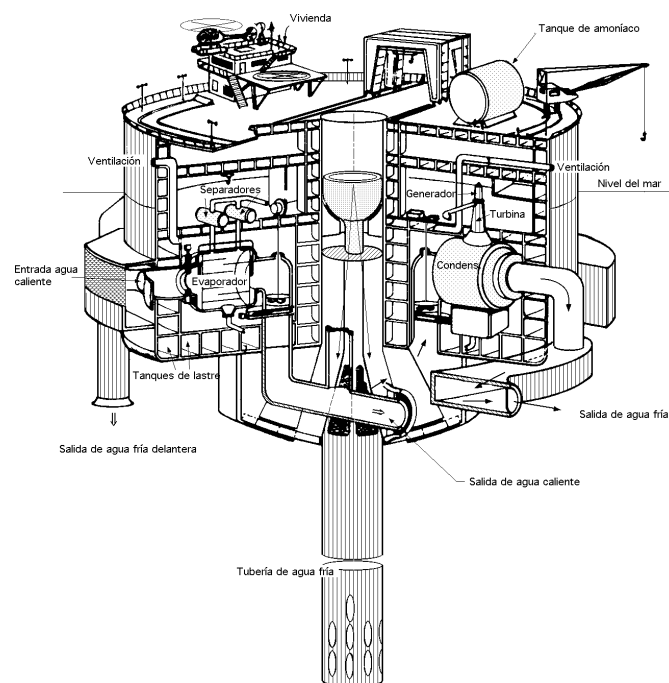
Tabla resumen de algunos GEOs en funcionamiento

Dispositivo	Promotor Estado de desarrollo	Bibliografía	Eficiencia			Coste del kW de electricidad
			Primaria	Secundaria	Total	
OWC NEL	National Engineering Laboratory (England) Roxburgh & Panners	Thorpe (1992) Hunter(1991)	76%	60%	46%	17 p/kWh (8%) 29 p/kWh (15%)
OWC QUB	Queen's University Belfast Prototipo en Islay (Escocia)	Thorpe (1992) Whittaker (1993)	280% (A) 20%-90%	50% 50%		6 p/kWh (8%) 9 p/kWh (15%)
OWC ART OSPREY	Applied Research En proyecto de construcción	Thorpe (1992)	115% 60%	60%		7 pt/kWh (8%)
OWC Kvaerner	Kvaerner Brug (Noruega) Construido 1985; destruido (tormenta)1988		1000% E. A.			0,3 a 0,4 dólares
OWC Madras	Indian Institute of Technology Madras Ocean Eng. Centre (Planta piloto Trivandrum)	Thorpe (1992) Raju (1993)	E. A.			
OWC Sanze	Planta piloto	Thorpe (1992)	11%			
OWC Kaimei	13 OWC sobre una estruct. flotante	Masuda (1986)	<10%			
OWC Sakata		Miyazaki (1993)	50%	36%	18%	
Kujukuricho	10 OWC	Thorpe (1992)				
OWC (BBDB)	Ryokuseisha Corporation (Japón)	Masuda (1993) Masuda (1990)	53%	60%	35%	
OWC (Portugal)	Instituto Técnico Superior de Lisboa Planta piloto proyecto Azores	Falcao (1993) Sarmiento (1992)		50%		
Mighty Whale	Jamstec En Laboratorio	Miyasaki (1993) Miyasaki (1991)	60%			
OWC China	Guangzhou Institute of Energy Conversion Prototipo en Dawanshan Island	Yu y You			10%-35%	
OWC Mecánico	Unión Fenosa (España) Prototipo instalado en Galicia	Fraile Mora (1994)				
Péndulo	JAMSTEC (Japón) Prototipo instalado en Port Mururoa	Watabe(1985) Kondo (1984) Miyazaki, Shiqin	75%		40%-50%	
Flap	Kansai Electric Power Co. Miyazu Energy Research Center	Miyazaki (1993)				
Tapchan	Norwave A.S. Prototipo en Toftestallen Estudio viabilidad Java (Indonesia)	Mehlum (1986) Tjugen (1993)			33%	
Bomba manguera (Hose Pump)	Chalmers University Swedyard Corporat./Celsius Ind. (Suecia)	Sjöström (1993)				
Lilypad	Ecovisión Ltd. Ove Arup and Partners Wavepower Ltd. (en fase de estudio)	Thorpe (1992) Collier-Mich. (93)	57%	70%		15 pt/kW (8%) 23 pt/kW (15%)

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA Y ENERGETICA

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA

ENERGÍA MAREMOTÉRMICA



Pedro Fernández Díez

V.- ENERGÍA MAREMOTÉRMICA CENTRALES (CETO)

V.1.- INTRODUCCION

Las máquinas térmicas son mecanismos cíclicos que reciben calor de una fuente caliente (de alta temperatura), producen un trabajo neto y eliminan calor a un sumidero térmico de baja temperatura; cuanto mayor sea la diferencia de temperatura entre la fuente de calor y el sumidero, mayor será la eficiencia teórica de conversión de energía.

Como los combustibles convencionales (fuentes fósiles) se vuelven cada vez más costosos y menos disponibles, se están realizando esfuerzos en el sentido de mejorar la eficiencia térmica operando con focos térmicos con temperaturas cada vez más elevadas; otras técnicas incluyen el uso de ciclos combinados o de cogeneración que transforman una mayor fracción de la energía de entrada en trabajo útil.

Sin embargo, si alguna fuente de energía fuera barata y su disponibilidad ilimitada, las máquinas térmicas que operasen entre fuentes de calor con una diferencia de temperatura muy pequeña podrían resultar atractivas, aunque su eficiencia térmica fuese extremadamente baja; ésta última situación es la que estimula la investigación y el desarrollo en la conversión de la energía térmica del océano, C.E.T.O.

Un dispositivo para la conversión de la energía térmica del océano consiste en una máquina térmica diseñada para operar entre una temperatura relativamente cálida como es la de la superficie del océano y otra más baja como la temperatura del agua que se encuentra a grandes profundidades; este punto de vista fue sugerido por primera vez por el físico francés d'Arsonval en 1881.

En la práctica, la diferencia de temperatura requerida para que la operación resulte económica es de alrededor de 20°C; a un nivel de 600 a 900 metros bajo la superficie del océano, la temperatura es de aproximadamente 5°C. Para lograr la diferencia de temperatura deseada ya citada, se deben buscar regiones geográficas de la superficie del océano calentadas por el sol en donde la temperatura promedio sea de 25°C a 30°C, como mínimo.

En las zonas situadas entre los trópicos, la variación de la temperatura del mar en función de la profundidad permite distinguir tres capas:

a) La superficial, de 100 a 200 metros de espesor, que actúa como colector de calor, con temperaturas entre 25 y 30 grados.

b) La intermedia, entre los 200 y 400 metros de profundidad, con una variación rápida de temperatura y que actúa como barrera térmica entre las capas superior y profunda.

c) La profunda, en la que la temperatura disminuye suavemente hasta alcanzar 4°C a 1000 metros y 2°C a 5000 metros.

Por lo tanto, en los mares tropicales existe una diferencia de temperatura, entre la superficie y una profundidad de 1000 metros, del orden de 18 a 20°C que podría aprovecharse para accionar una máquina térmica de vapor.

La conversión de la energía térmica del océano indica la energía que es posible producir aprovechando la diferencia de temperatura existente entre el agua superficial y la más fría de las capas profundas; esta diferencia es más sensible en las regiones tropicales, donde se alcanzan generalmente los 20°C, entre la superficie y los 500 metros de profundidad.

Tales regiones sólo existen en las latitudes cercanas al Ecuador; las diferencias más grandes de temperatura se encuentran en la parte occidental del Océano Pacífico; sin embargo, también son satisfactorias las regiones al este y al oeste de Centroamérica y algunas áreas alejadas de la costa del sur de los Estados Unidos y al oriente de Florida.

V.2.- SISTEMA C.E.T.O

Un sistema C.E.T.O. es un ciclo de potencia de vapor, tipo Rankine, que opera en condiciones bastante especiales; como las temperaturas en el evaporador y el condensador son bajas, se debe escoger un fluido de trabajo cuya presión de vapor sea bastante grande a esas temperaturas; por ejemplo, el propano (C_3H_8) tiene una presión de vapor de alrededor de 5,5 atm a 5°C y un valor aproximado de 9,5 atm a 25°C; el amoníaco tiene a las temperaturas citadas, presiones de vapor de 5,2 atm y 10,3 atm respectivamente; existen otros fluidos con características térmicas similares.

El agua tibia de la superficie del océano se succiona hacia un intercambiador de calor o evaporador, en donde se evapora el fluido de trabajo del ciclo Rankine; el vapor pasa por una turbina que acciona un generador eléctrico y penetra en el condensador.

El agua fría que se bombea de las profundidades del océano mediante una tubería telescópica, se emplea para enfriar el fluido de trabajo que, al condensarse y volver al estado líquido, se bombea al evaporador y se inicia así un nuevo ciclo.

Además de las condiciones impuestas en la presión de vapor del fluido, una planta C.E.T.O. requiere unas enormes dimensiones de los sistemas de circulación de las corrientes templada y fría; hay que hacer notar que el agua fría se bombea desde profundidades de 600 a 900 metros.

Cuando las plantas C.E.T.O. se destinan para generar electricidad, unos cables la conducirán desde la plataforma flotante hasta el fondo del océano, a unos 1200 a 1500 metros de profundidad, y mediante otro cable fijo se conducirá a la costa; los cables deben ser suficientemente fuertes

para resistir las intensas fuerzas producidas por las corrientes oceánicas, las olas y la misma plataforma flotante.

En algunas localidades donde la diferencia de temperatura es favorable para la generación de energía eléctrica, la distancia a la costa puede ser demasiado grande lo que impide su conducción económica; en tales casos, las plantas C.E.T.O. podrían funcionar como auténticas fábricas transformadoras en las que la materia prima sería transportada desde la costa y con la energía generada en la plataforma se podrían obtener determinados productos como el aluminio Fig V.10, o el metanol, o el amoníaco para la industria de fertilizantes Fig V.9, caso en el que la electricidad generada se aprovecharía para separar, por medio de hidrólisis, hidrógeno del agua de mar, el cual combinado con el nitrógeno extraído del aire permitiría fabricar amoníaco.

El hidrógeno líquido sería otro producto que podría llevarse a la costa y utilizarse en celdas de combustible para la producción de electricidad a gran escala.

Aunque quedan por resolver algunos problemas técnicos, como la obstrucción de las superficies intercambiadoras de calor por organismos marinos; existen varias instalaciones de pruebas en los Estados Unidos y en otras partes del mundo que intentan perfeccionar la conversión de la energía térmica del océano como una tecnología viable antes del final del siglo XX.

El rendimiento de una máquina térmica está limitado por el Principio de Carnot; una máquina del tipo C.E.T.O. evolucionando entre las temperaturas, $T_1 = 30^\circ\text{C}$ y $T_2 = 4^\circ\text{C}$ tendría un rendimiento máximo:

$$\eta_{\text{máx}} = \frac{T_1 - T_2}{T_1} = 8,6\%$$

que en la práctica se reduciría a valores del orden de un 3% a un 4%, por lo que la generación de una cantidad de energía apreciable del orden de los MW exige utilizar enormes cantidades de agua.

V.3.- CARACTERISTICAS DE LA ENERGIA TERMICA DE LOS OCEANOS

Las características de la energía térmica de los océanos son las siguientes:

a) Es prácticamente inagotable puesto que está relacionada con los grandes procesos climáticos; sin embargo, los lugares favorables para su instalación, caracterizados por una temperatura superficial del agua muy elevada, con variaciones estacionales irrelevantes y con profundidades marinas muy grandes junto a las costas (para reducir la longitud del conducto de aspiración), no son muy numerosos; es posible, sin embargo, evitar en cierta medida esta o aquella condición aumentando la temperatura de la capa caliente aprovechada (impidiendo la evaporación mediante delgadas capas de aceite, etc.), o utilizando instalaciones flotantes.

b) El rendimiento teórico máximo de Carnot, como hemos visto, es muy bajo, 0,073 si el agua caliente está a 28°C y la fría a 6°C ; 0,086 para el agua caliente a 30°C y la fría a 4°C . Es indispensable, por tanto, acercarse lo más posible a la reversibilidad (ciclo con numerosos pasos evaporación-condensación, y viceversa) y hacer que la parte de energía consumida por las instalaciones auxiliares (extractor de gases disueltos y bombas de circulación) se reduzca al mínimo.

c) La turbina debe ser de grandes dimensiones (lo que impone una baja velocidad de rotación)

para que la diferencia de tensión de vapor entre el condensador y el evaporador sea mínima; para obviar ésto se ha propuesto emplear un fluido auxiliar, como el amoníaco, cuya tensión de vapor varía con la temperatura mucho más que la del agua.

d) Aunque en las actuales condiciones de la economía mundial una central térmica semejante no parece muy competitiva, presenta la interesante particularidad de producir grandes cantidades de agua dulce del orden de las 300 Ton/hora en una central de 3,5 MW; por otro lado, el agua profunda utilizada para refrigerar el condensador, saldría de la instalación a la temperatura de unos 16°C (18.000 Termias/hora en el caso citado) y sería por tanto utilizable como agua de refrigeración en determinadas industrias.

V.3.- ANTECEDENTES HISTORICOS

Realizaciones y proyectos.- En 1881 Arsène Arsonval presenta por primera vez la idea de una central maremotérmica. El 22 de noviembre de 1926 el ingeniero francés Georges Claude presentó a la Academia de Ciencias de París un modelo a escala que demostraba la posibilidad de aprovechar prácticamente esta energía. El agua superficial se introducía continuamente en un estanque cerrado en el que se había practicado un vacío suficiente para llevar el agua a la ebullición; el vapor producido condensaba cuando entraba en contacto con la pared refrigerada con el agua de las profundidades, aspirada mediante una conducción. La corriente de vapor que continuamente se formaba movía una turbina conectada a un generador, produciendo así energía eléctrica, Fig V.1.

Un experimento con aparatos de dimensiones reales, pero todavía en condiciones imaginarias, fue realizado por el mismo Claude en Ougrée (Bélgica) en 1928.

Sin embargo, las pruebas sucesivas que llevó a cabo en el mar, primero a lo largo de las costas cubanas (1929-30), en la bahía de Matanzas, mediante una central de ciclo abierto de 22 kW, que tenía un tubo de aspiración de agua fría del fondo de 1,6 metros de diámetro y 2 Km de longitud, que funcionó 11 días hasta que fue destruida por una tempestad, y luego en aguas de Río de Janeiro (1934-35), si bien demostraron la viabilidad del proyecto de Claude, acabaron en fracaso a causa de los efectos del movimiento del oleaje sobre la conducción sumergida.

A partir de los años 50 se realizan en este campo grandes progresos tanto teóricos como técnicos, gracias al ingeniero Nizery. El gobierno francés financia el estudio de la instalación de una central para la producción de energía eléctrica alimentada por la energía térmica de los océanos, con 2 módulos de 5 MW netos cada uno; el tubo de agua fría tenía una longitud de 4 Km. Las condiciones naturales para su construcción eran las idóneas, pero el proyecto fue abandonado posteriormente por problemas políticos, Fig V.2.

A finales de los 60 se presentan en U.S.A. tres proyectos de centrales flotantes en ciclo cerrado: los de Lockheed de (160 MW), la T.R.W. de (100 MW) y la Universidad John Hopkins (100 MW).

A raíz de estos trabajos se empezaron a construir las siguientes plantas experimentales: La Mini-C.E.T.O. en Hawái, de 50 KW, y la C.E.T.O.1 en el Caribe, de 1 MW.

En la actualidad está en proyecto la construcción de una central de 40 MW, para luego construir una de 100 MW. Los japoneses han construido una central de 1 MW en la isla de Nauru y proyectan otra de 100 MW. Varios países europeos (Francia, Italia, Alemania) también están realizando investigaciones sobre este tipo de centrales.

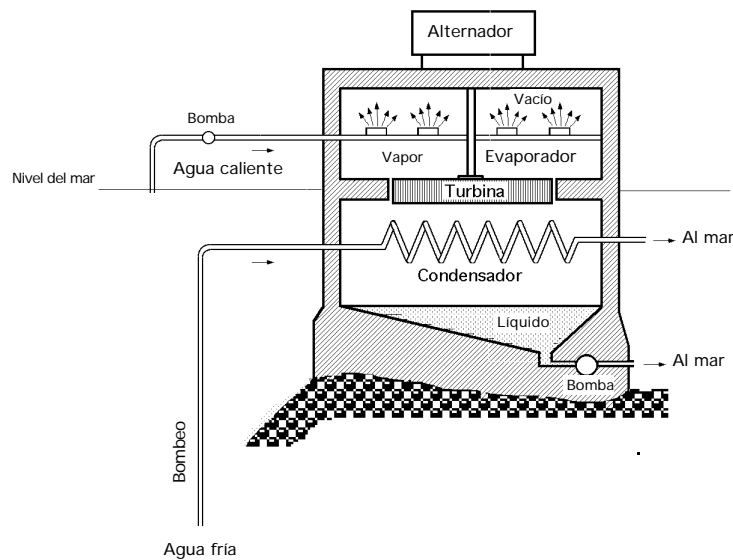


Fig V.1.- Máquina de Claude

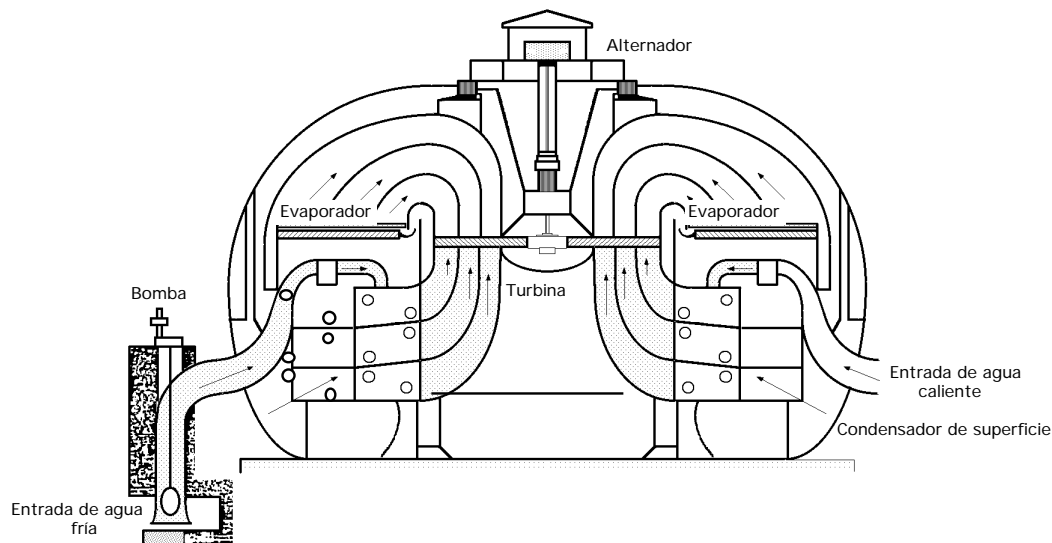


Fig V.2.- Proyecto de la central maremotérmica de Abidján

V.4.- FUNDAMENTOS DEL APROVECHAMIENTO DE LA ENERGIA MAREMOTERMICA

SISTEMAS DE CICLO ABIERTO TIPO RANKINE.- El fluido termodinámico es el propio agua marina que se puede vaporizar en una cámara de vacío que conforma un gran estanque o en un evaporador mediante un sistema *flash*; el agua caliente de la superficie entra por la parte superior, a través de unos orificios, y se convierte en un vapor húmedo a baja presión. El vapor húmedo forma una corriente central, mientras que una película de agua desciende lamiendo las paredes; este vapor se separa del líquido en la sección inferior, de forma que a la turbina se lleve únicamente vapor saturado seco.

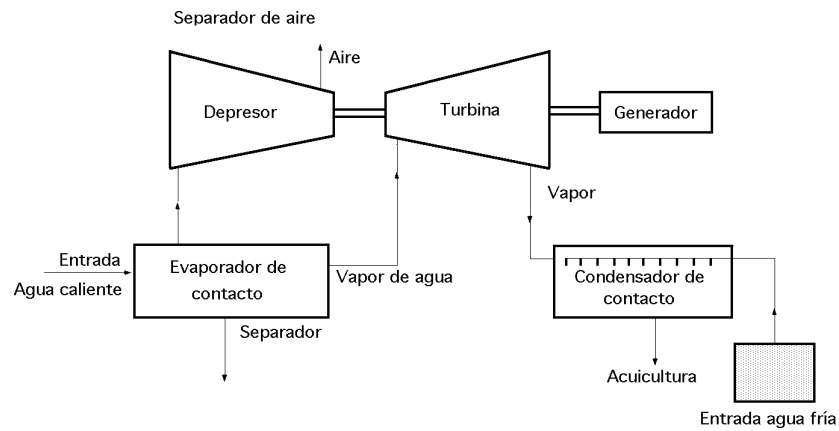


Fig V.3 .- Central maremotriz C.E.T.O. para producción de energía y acuicultura

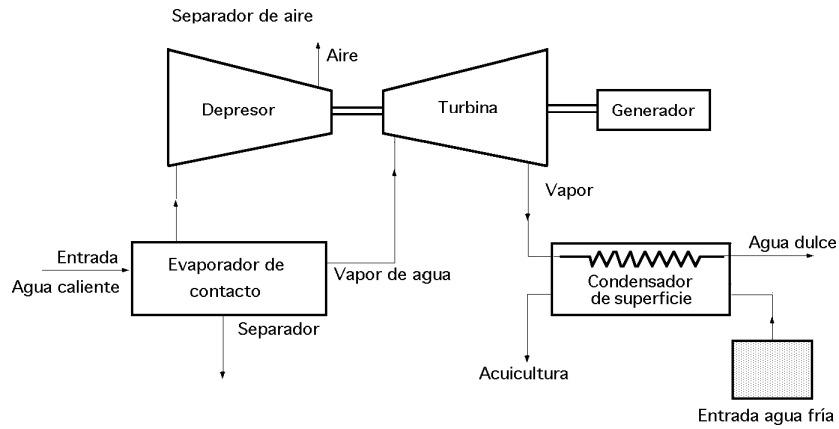


Fig V.4 .- Central maremotriz C.E.T.O. para producción de energía y agua dulce

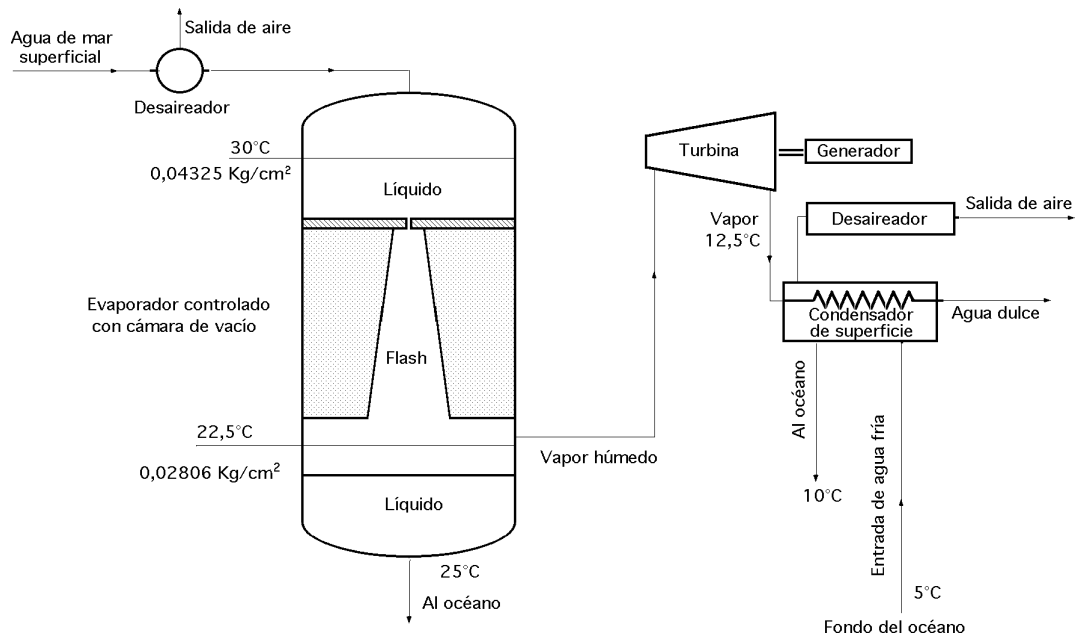


Fig V.5.- Ciclo abierto con evaporación controlada por contacto en cámara de vacío (evaporación "flash")

El condensador puede ser de contacto (mezcla), Fig V.3, o de superficie (intercambiador de calor), Fig V.4, obteniéndose en el mismo agua templada para acuicultura o agua dulce potable, respectivamente. En una instalación de estas características se utilizan varios evaporadores en paralelo, siendo preciso eliminar los gases disueltos en el agua, fundamentalmente el aire, mediante técnicas de vacío. Hay que reducir asimismo al mínimo los efectos de la corrosión, las pérdidas de calor y el arrastre de salmuera.

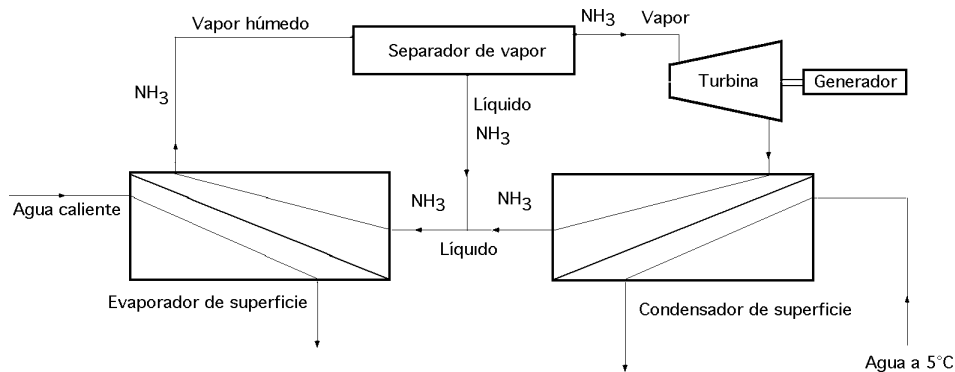


Fig V.6 .- Central maremotérmica de ciclo cerrado

SISTEMAS DE CICLO CERRADO.- Utilizan un fluido térmico que recorre un circuito secundario de bajo punto de ebullición, como el amoníaco, propano, freón, óxido de etileno, etc., Fig V.6.

Las **ventajas** del ciclo abierto frente al cerrado son:

- a) El uso del agua como fluido térmico, permite emplear materiales más baratos que si se utilizara amoníaco u otros fluidos similares.*
- b) Producen agua dulce a la salida del condensador.*
- c) Requieren menos cantidad de agua para producir la misma energía que el cerrado, ya que no tienen las pérdidas en el calentador de amoníaco que tiene el ciclo cerrado.*
- d) El intercambiador de calor al amoníaco en los ciclos cerrados es muy grande, ya que debe de circular mucha agua, y ésto encarece el sistema.*

Los **inconvenientes** del ciclo abierto frente al cerrado son:

- a) Los efectos corrosivos del agua de mar y la necesidad de tratarla y desgasificarla para poder introducirla en la turbina.*
- b) Utilizan una turbina mucho más grande que en el ciclo cerrado, ya que en este último se usa un vapor a más presión que en el primero.*

CONSIDERACIONES SOBRE LAS CENTRALES MAREMOTÉRMICAS.- Se puede mejorar el rendimiento de estas centrales haciendo pasar el agua de la superficie del mar por un estanque de fondo negro que la calentará más por la acción del Sol.

Estas centrales pueden instalarse en la costa o en estructuras flotantes en el océano; en este último caso se necesita una menor longitud de tuberías para las tomas del agua caliente y fría. Un aspecto crítico de estos sistemas es el tubo de aspiración (telescopico) por el que va a circular gran cantidad de agua y que va a alcanzar grandes profundidades. Como se trabaja a bajas temperaturas, se pueden usar materiales más baratos que en las centrales térmicas convencionales.

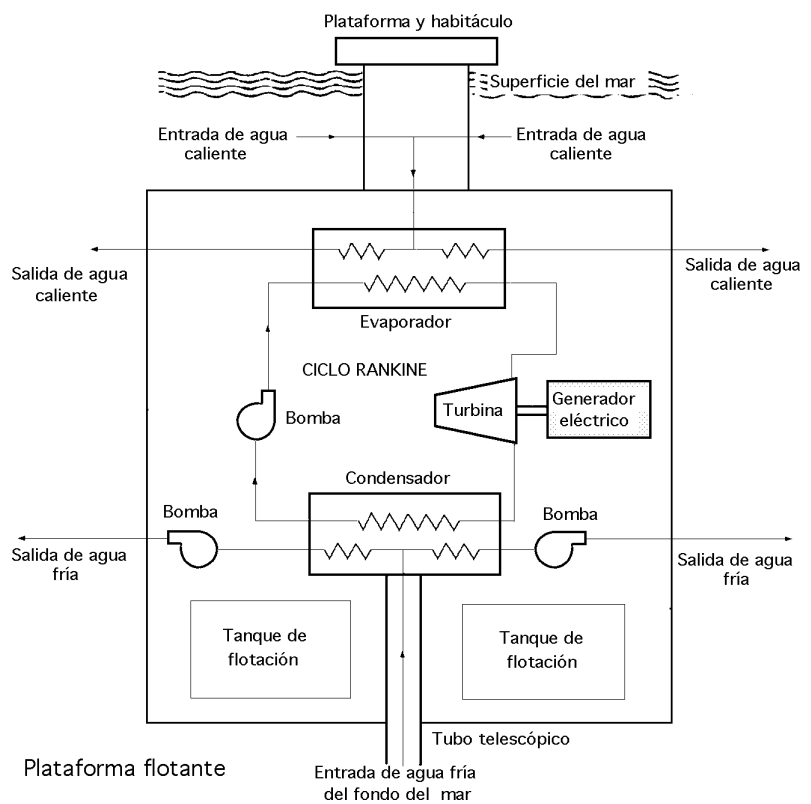
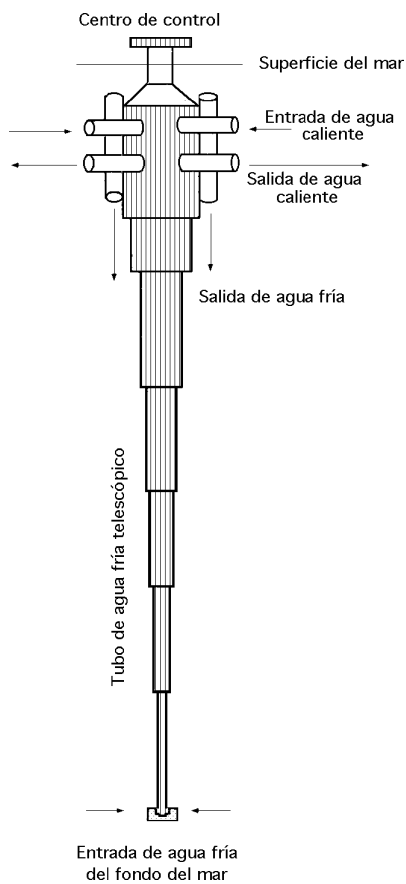
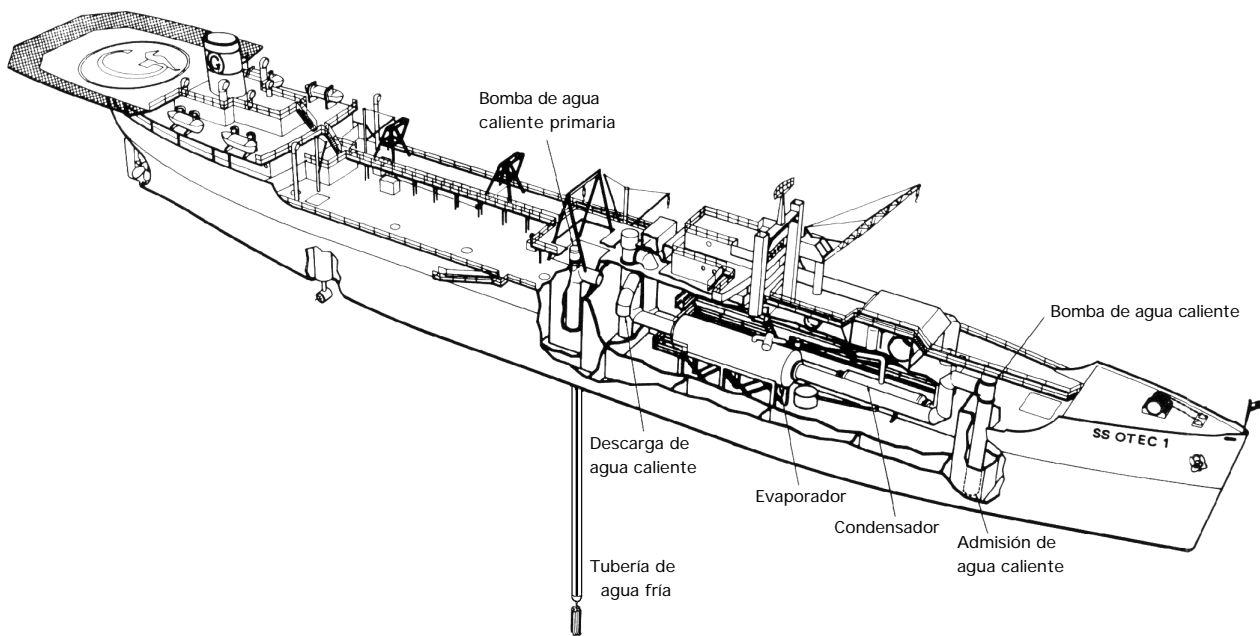


Fig V.7 .- Disposición esquemática de una central C.E.T.O. de 100 MW

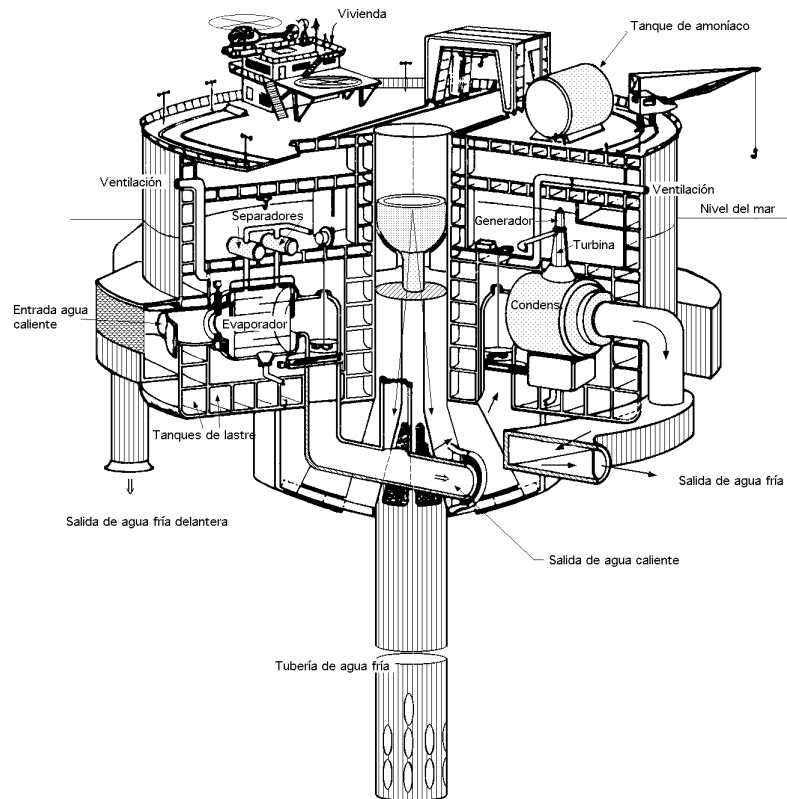


Fig V.8.- Vista seccionada de la central C.E.T.O. de 100 MW

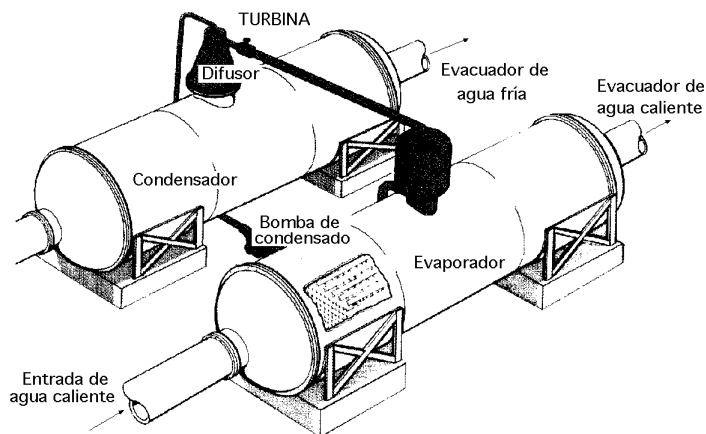


Fig V.8a .- Vista de un condensador y un vaporizador de la central C.E.T.O. de 100 MW

Estos sistemas pueden aprovecharse, tanto para producción de energía, como para estas otras utilidades:

- a) Producción de agua potable
- b) Generación de hidrógeno por electrólisis, el cual se utilizará como vector de la energía.
- c) Acuicultura, ya que el agua de las profundidades es muy rica en nutrientes, que servirían para desarrollar un fitoplacton que alimentaría a varias especies marinas.

Coste estimado en % del sistema CETO de 100 MW.-
(Mantenimiento: 1,75% anual respecto al coste total de la instalación)

PLATAFORMA	27,87%
Casco (Plataforma flotante)	24,34%
Equipamiento	2,70%
Sistemas auxiliares	0,83%
PLANTA DE ENERGIA	52,60%
Condensador (4 unidades) de carcasa y tubos	21,92%
Evaporador (4 unidades)	22,14%
Turbina (4 unidades)	2,02%
Generador eléctrico (4 unidades)	1,90%
Instrumentación y control.	0,65%
Otros	3,96%
DISTRIBUCION ELECTRICA	2,21%
Transformadores	0,95%
Planta eléctrica.	1,26%
AGUA DE ALIMENTACION Y DISTRIBUCION	11,32%
Tubería telescópica	10,92%
Bombas y sistema de propulsión	3,62%
Tuberías y otros	2,72%

Características técnicas del sistema C.E.T.O. de 100 MW.-

Energía generada: 100 MW (En 4 módulos de 25 MW)

Casco (Plataforma flotante). Diámetro: 103,6 m; Altura: 51,8 m; Peso: 212.000 Tm

Tubo telescópico de agua fría. (Construido en fibra de vidrio reforzada con plástico) Diámetro: 15,25 m; Longitud: 1225 m

Fluido de trabajo. 2,65x10⁶ litros de amoníaco

Condensador (4 unidades) de carcasa y tubos; carcasa: 15,25 m de diámetro y 21,16 m de longitud; tubos de titanio 65.400, de 16,55 m de longitud y 0,38 m de diámetro

Evaporador (4 unidades); igual que el condensador, pero con 75.900 tubos

Turbina generador (4 unidades); diámetro: 5,77 m; longitud: 14,65 m; eje vertical; difusor montado en el condensador.

Bombas de agua caliente, (4 unidades); flujo axial con el motor localizado en el tubo de salida del evaporador.

Bombas de agua fría, (4 unidades); flujo axial con el motor localizado en el tubo de admisión del condensador

Bombas del fluido de trabajo (amoníaco) (4 unidades). Bombas centrífugas, con el motor localizado en el tubo de salida del depósito caliente.

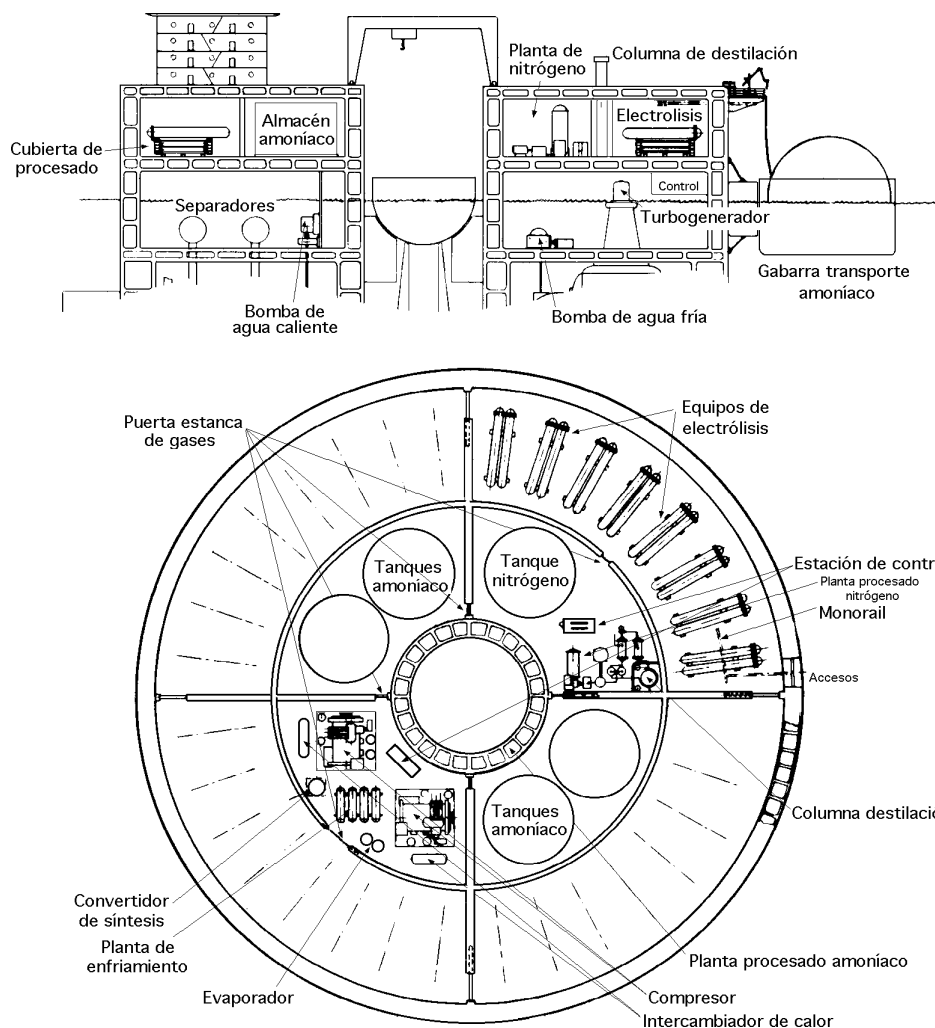


Fig V.9 .- Vista seccionada de la planta de amoníaco de una central C.E.T.O.

Coste estimado en % de una planta de amoníaco de 100 MW, Fig V.9

PLANTA DE HIDROGENO Y COMPONENTES VARIOS	74,00%
Sistema de purificación del agua de mar.....	1,00%
32 equipos de electrólisis.....	45,58%
Rectificadores de potencia.....	6,83%
Equipamiento auxiliar.....	9,20%
Costes de transporte.....	4,56%
Costes de instalación.....	6,83%
PLANTA DE NITROGENO	7,28%
Compresores, torres de destilación, cambiadores de calor.....	5,18%
Material de aislamiento.....	0,41%
Costes de transporte.....	0,56%
Costes de instalación.....	1,03%
PLANTA DE AMONIACO	18,80%
Compresores, convertidor de síntesis, cambiadores de calor, enfriadores, sistema de recicl.....	15,00%
Costes de transporte.....	1,50%
Costes de instalación.....	2,30%

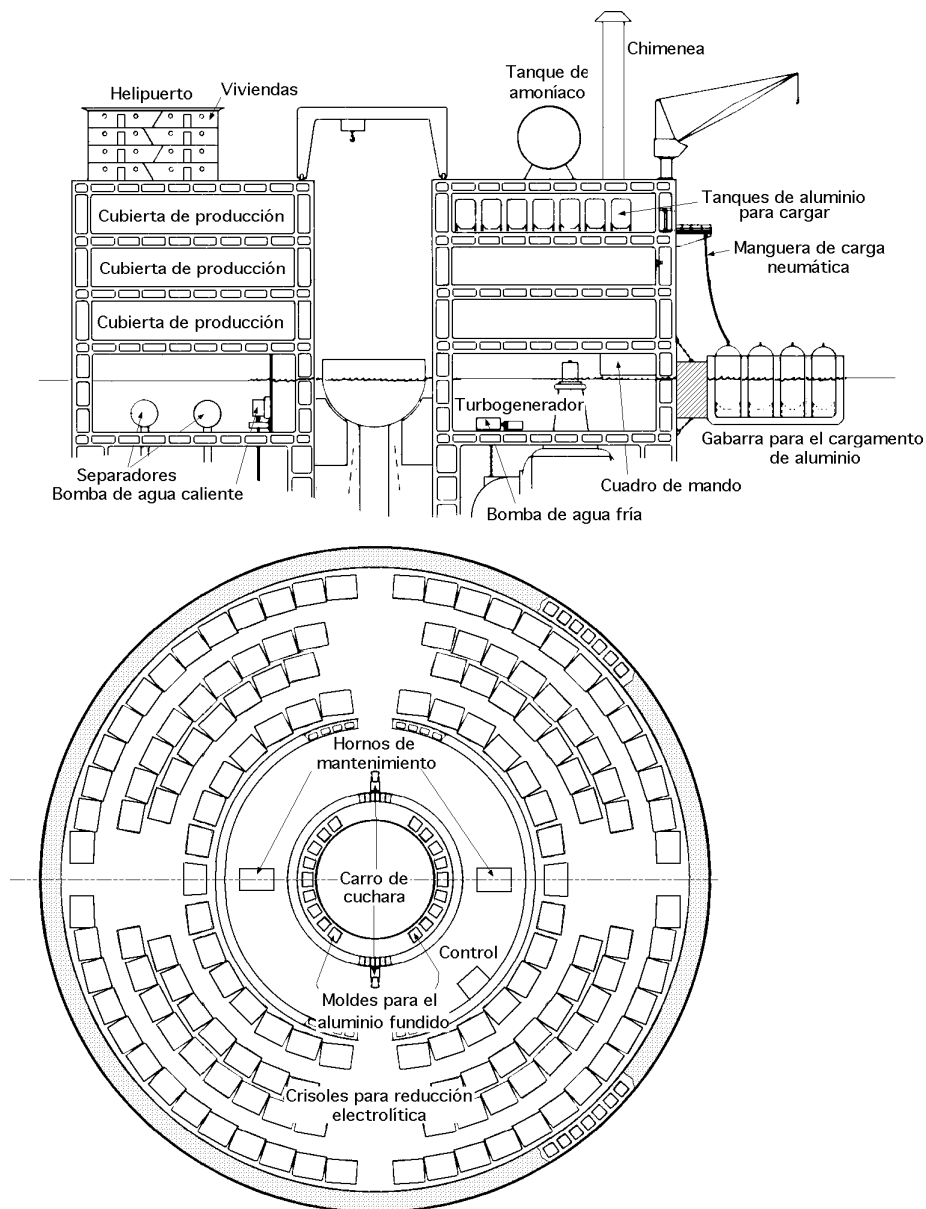


Fig V.10.- Planta de demostración de una central C.E.T.O. para la producción de aluminio

Planta de aluminio de 100 MW (Fig V.10)

Capacidad de la planta: 62.700 Tm anuales ó 178,1 Tm día

Consumo de energía:

Electrólisis (280 celdas): 90,9 MW; Energía auxiliar (4 hornos de mantenimiento) más pérdidas: 9,1 MW

Cada cubierta tiene una superficie de 7.000 m² y un volumen de 42.700 m³.

Número de crisoles electrolíticos: 288 (2 cubiertas)

Densidad de corriente: (7 a 10 Amp/pulg²); 10.850 a 15.500 Amp/m²

Características de los crisoles: Dimensiones: 2 m x 3 m x 6 m; Peso: 57 Tm

Energía utilizada en la producción del Al

Voltaje de las celdas: 5,2 V

Energía consumida: 14,1 Kwh/kg de Al en la electrólisis

a) En operación normal (100%).

Cuatro módulos de energía (9 Amp/pulg²)

Electrólisis (280 celdas): 90,9 MW

Elementos auxiliares (4 hornos de mantenimiento): 9,1%

62.700 Tm/año de aluminio

b) En operación anormal (75%)

Un módulo inoperante. Tres módulos de energía funcionando con (7 Amp/pulg²)

Electrólisis (280 celdas): 70,5 MW

Elementos auxiliares (2 hornos de mantenimiento): 4,5%

48.628 Tm/año de aluminio ó 133,2 Tm/día

Ingeniería Energética

Energía Eólica



[Antecedentes históricos y fuentes eólicas](#)

Circulación de aire, tipos de vientos, representación estadística del viento



[Fundamentos aerodinámicos de las máquinas eólicas](#)

Fuerzas y acción del viento sobre un perfil, modelo teórico de Betz, rotor multipala, par y par motor



[Cargas, orientación y regulación de máquinas eólicas](#)

Clasificación, aerogeneradores de eje horizontal, cargas que actúan sobre el rotor, materiales de construcción, dimensionado de las palas, regulación de la velocidad, orientación



[Parámetros de diseño](#)



[Características de algunos aerogeneradores Americanos](#)



[Características de algunos aerogeneradores Europeos](#)

[Principal](#) - [Energías Alternativas](#) - Energía Eólica

**DEPARTAMENTO DE INGENIERIA
ELECTRICA Y ENERGETICA**

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA

ENERGÍA EÓLICA

Pedro Fernández Díez

I.- ANTECEDENTES HISTORICOS Y FUENTES EOLICAS

I.1.- ANTECEDENTES HISTORICOS

Hasta la aparición de la máquina de vapor en el siglo XIX, la única energía de origen no animal para realización de trabajo mecánico era la proveniente del agua o del viento. La primera y más inmediata forma de aprovechamiento de la energía eólica ha sido desde los tiempos más remotos aplicada a la navegación; las primeras referencias de la utilización de embarcaciones a vela proceden de Egipto y datan del IV ó V milenio antes de J.C.

Los molinos de viento existían ya en la más remota antigüedad. Persia, Irak, Egipto y China disponían de máquinas eólicas muchos siglos antes de J.C.; Hammurab I. rey de Babilonia, 17 siglos antes de J.C. utilizó molinos accionados por el viento para regar las llanuras de Mesopotamia y para la molienda del grano. Se trataba de primitivas máquinas eólicas de rotor vertical con varias palas de madera o caña, cuyo movimiento de rotación era comunicado directamente por el eje a las muelas del molino. En China hay referencias de la existencia de molinos de rotor vertical y palas a base de telas colocadas sobre un armazón de madera, que eran utilizados para el bombeo de agua, máquinas conocidas como *panémonas*, precursoras de los molinos persas. El egipcio Hero de Alejandría representa en un estudio un molino de eje vertical de cuatro palas.

Los molinos de viento fueron utilizados en Europa en la Edad Media, comenzando a extenderse por Grecia, Italia y Francia. Si el origen de las máquinas eólicas presenta notables incertidumbres, no menos lo hace su expansión por el Mediterráneo y por toda Europa. Según algunos autores, se debe a los cruzados la introducción de la tecnología eólica en Occidente, si bien otros opinan que Europa desarrolla su propia tecnología, claramente distinta de la oriental, ya que en Europa se imponen fundamentalmente los molinos de eje horizontal, mientras que los molinos orientales eran de eje vertical.

Sea cual fuese la forma de aparición de estas máquinas en diversos países europeos, lo cierto es que se encuentran abundantes ejemplos de la importancia que los molinos de viento llegaron a tener en diversas aplicaciones; citemos como ejemplo relevante los literarios molinos castellanos

utilizados para la molienda y los no menos conocidos molinos holandeses usados desde 1430 para la desecación de los *polders*, todos ellos de eje horizontal. En el siglo XVI Holanda perfecciona el diseño de los molinos y los utiliza para el drenaje; entre los años 1609 y 1612, Beemster Polder fue drenado con la ayuda de estas máquinas; sin embargo, no sólo utilizaron los molinos para drenar el agua, sino también para extraer aceites de semillas, moler grano, etc; precisamente el nombre de molinos proviene de este tipo de aplicaciones. Una idea de la importancia que en el pasado adquirió la energía eólica nos la da el hecho de que en el siglo XVIII, los holandeses tenían instalados y en funcionamiento 20.000 molinos, que les proporcionaban una media de 20 kW cada uno, energía nada despreciable para las necesidades de aquella época.

En 1724 Leopold Jacob proyecta un molino de ocho palas que mueve una bomba de pistón; en 1883 aparece el pequeño *multipala americano* diseñado por Steward Perry. Este molino, de unos 3 metros de diámetro utilizado para bombeo, ha sido el más vendido de la historia, llegándose a fabricar más de seis millones de unidades, de las que existen varios miles en funcionamiento. Como precursor de los actuales aerogeneradores, es necesario citar la aeroturbina danesa de Lacourt (1892), máquina capaz de desarrollar entre 5 y 25 kW.

Hasta ese momento, las velocidades típicas que se habían conseguido con los *multipala* eran de dos veces la del viento, mientras que los molinos clásicos habrían funcionado con velocidades en el extremo de la pala del mismo orden de magnitud que la del viento.

La teoría de la aerodinámica se desarrolla durante las primeras décadas del siglo XX, permitiendo comprender la naturaleza y el comportamiento de las fuerzas que actúan alrededor de las palas de las turbinas. Los mismos científicos que la desarrollaron para usos aeronáuticos Joukowski, Drzewiechy y Sabinin en Rusia; Prandtl y Betz en Alemania; Constantin y Enfield en Francia, etc, establecen los criterios básicos que debían cumplir las nuevas generaciones de turbinas eólicas.

En el año 1910 Dinamarca tenía instalada una potencia eólica de 200 MW.

En los años 20 se empiezan a aplicar a los rotores eólicos los perfiles aerodinámicos que se habían diseñado para las alas y hélices de los aviones. En 1927, el holandés A.J. Dekker construye el primer rotor provisto de palas con sección aerodinámica, capaz de alcanzar velocidades en punta de pala, cuatro o cinco veces superiores la del viento incidente.

Betz demostró en su famoso artículo "Die Windmuhlen im lichte neverer Forschung", (Berlín 1927), que el rendimiento de las turbinas aumentaba con la velocidad de rotación y que, en cualquier caso, ningún sistema eólico podía superar el 60% de la energía contenida en el viento. Por lo tanto, los nuevos rotores debían funcionar con elevadas velocidades de rotación para conseguir rendimientos más elevados.

La teoría demostró también que cuanto mayor era la velocidad de rotación menor importancia tenía el número de palas, por lo que las turbinas modernas podían incluso construirse con una sola pala sin que disminuyera su rendimiento aerodinámico significativamente.

A pesar de los esfuerzos realizados y de la mayor eficacia de las nuevas turbinas, las dificultades de almacenamiento y las desventajas propias de la irregularidad de los vientos fueron la causa de que las aplicaciones basadas en el aprovechamiento del viento como recurso energético continuaran declinando hasta el final de la Primera Guerra.

Los combustibles fósiles, y en particular el petróleo, empezaban a imponerse como la principal e insustituible fuente de energía. Sin embargo, el petróleo presentaba un grave inconveniente al crear una dependencia entre los países consumidores y los productores, de forma que cuando el

orden económico se veía alterado por alguna crisis y la dependencia energética se hacía patente, se adoptaban políticas de apoyo de los recursos autónomos, que se abandonaban una vez se superaba la crisis.

La primera de estas etapas fue una consecuencia inmediata de la Primera Guerra. Con una fuerte expansión de la electricidad como sistema energético universal y escasez de recursos para importar petróleo, las turbinas eólicas continuaron desarrollándose por dos caminos diferentes.

Por un lado, hacia el diseño, construcción y comercialización de aerogeneradores de baja potencia, capaces de generar electricidad en áreas rurales más o menos aisladas, a las que todavía no habían llegado las redes de electrificación.

Por otro, y a la sombra de una industria aeronáutica en pleno desarrollo, hacia el diseño y construcción de grandes plantas eólicas capaces de generar electricidad a gran escala.

Este apoyo a los recursos energéticos autóctonos, que comenzó inmediatamente después de la guerra, se mantuvo durante la década siguiente, como consecuencia de la política proteccionista adoptada por los países occidentales tras la crisis de 1929.

Durante este período fueron innumerables los trabajos realizados sobre plantas eólicas de gran potencia en Europa y USA, centrando los programas eólicos su interés en aspectos diferentes como, la evaluación de los recursos disponibles, obtención y tratamiento de datos meteorológicos, elaboración de mapas eólicos y localización de emplazamientos, y el cálculo, diseño y construcción de plantas de gran potencia, a la vez que intentó crear incentivos que motivasen a la iniciativa privada a fabricar y comercializar pequeñas turbinas con funcionamiento autónomo, que permitiesen cubrir las necesidades de explotaciones agrícolas o industriales situadas en zonas apartadas.

Dentro de los grandes proyectos, el Honnef alemán consistía en instalar torres de 300 metros de altura, con 3 ó 5 rotores de 150 metros de diámetro, capaces de generar 75 MW; aunque se realizaron estudios a pequeña escala, el prototipo de esta central fue destruido en una incursión aérea.

El anteproyecto Heronemus (U.S.A.) consistía en la construcción de estaciones eólicas compuestas por torres de 113 metros de altura con tres rotores de 73 metros de diámetro; se pensaba que con 1400 estaciones de este tipo, ubicadas en la costa se podría generar el 8% de la demanda eléctrica U.S.A.

En 1931 se instaló en el Mar Negro una máquina eólica de 100 kW.

Entre 1941 y 1945 estuvo funcionando en U.S.A, una unidad de 1,2 MW.

Una vez finalizada la Segunda Guerra, y como consecuencia del período de escasez que siguió, los países europeos elaboraron programas nacionales para elegir los emplazamientos más adecuados donde deberían instalarse las grandes plantas eólicas que se proyectaban.

El segundo periodo de desarrollo de la energía eólica comienza en los años cincuenta y se prolonga hasta mediados de los sesenta en que, una vez restablecida la economía internacional, acaba perdiendo interés al no resultar sus precios competitivos con los de los combustibles fósiles convencionales, por lo que el bajo precio del petróleo, hasta 1973, cerró el camino al desarrollo de la tecnología eólica; a esta etapa siguió otra de precios del petróleo altos que se prolongó hasta 1986 y que favoreció el desarrollo de los aerogeneradores eólicos como fuente de energía alternativa, renovable y no contaminante, capaz de producir electricidad a precios competitivos.

En esta época, las redes de electrificación empezaban a ser lo suficientemente extensas como para cubrir la mayor parte de las zonas rurales, por lo que también disminuyeron las ventajas de los aerogeneradores de baja potencia utilizados en zonas aisladas.

El período terminó con un gran número de instalaciones experimentales, construidas de una

forma dispersa en países diferentes, sin demasiada conexión entre sí.

Solamente en Francia, Dinamarca e Inglaterra se llevaron a cabo programas de cierta importancia. El número de aerogeneradores instalados a finales de 1991 era superior a los 21.000, según datos de la Agencia Internacional de la Energía, con un total de potencia de 2.200 MW, equivalente a dos centrales nucleares de gran potencia, y de los cuales la mitad estaban instalados en los parques eólicos de California.

A finales de 1991 la potencia de origen eólico instalada en la red eléctrica danesa ascendía a 410 MW con una producción de energía equivalente al 2,3% del consumo del país.

En Alemania la potencia instalada era de 100 MW y estaba previsto alcanzar los 250 MW en breve plazo.

Holanda contaba con 80 MW de potencia instalada y 100 más en construcción. El programa eólico holandés tiene previsto alcanzar los 1.000 MW hacia el año 2000 y los 2.000 MW en el 2010.

España tenía en fase de realización varios proyectos que completarían los 50 MW hacia finales de 1992. El Plan de Energías Renovables, dentro del Plan Energético Nacional 1992-2000 alcanzó los 100 MW a finales de 1995, aunque las previsiones actuales sobrepasan ampliamente estas cifras.

En cuanto al tipo de máquinas de mayor interés, los resultados obtenidos de las numerosas experiencias realizadas permitieron concretar el campo de trabajo en dos modelos: las turbinas de eje horizontal de dos o tres palas y, en menor medida, las turbinas Darrieux de eje vertical.

El tamaño medio de las máquinas instaladas hasta 1990 estuvo en el rango de los 100 kW, aunque se observaba una clara tendencia ascendente.

En los últimos 10 años los pequeños aerogeneradores aumentaron poco a poco sus potencias, a la vez que mejoraban su fiabilidad y reducían sus costes; las potencias medias de los aerogeneradores instalados entre 1990 y 1991 era de 225 kW; en los últimos años se han podido construir aerogeneradores con potencias mayores, desarrollados por las grandes compañías de la industria aeronáutica, que aumentan la fiabilidad de las máquinas y reducen sus costes, convergiendo hacia una nueva generación de aeroturbinas de 500 kW a 1,2 MW, lo que demuestra el alto grado de madurez alcanzado por esta tecnología.

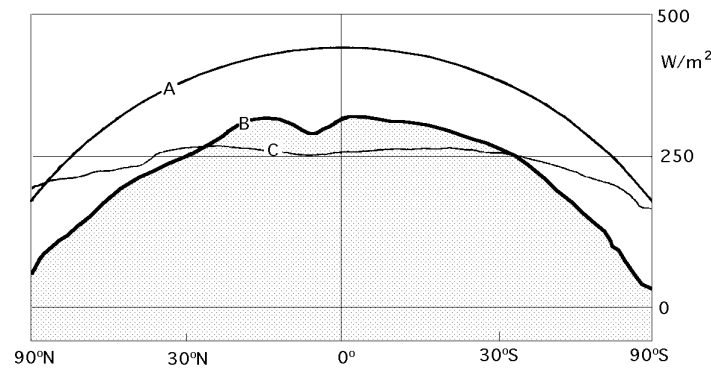
La fabricación de pequeñas máquinas ha ido perdiendo interés en países con redes de distribución de electricidad muy extendidas, ya que los costes superiores de la energía en instalaciones pequeñas e individuales los hacen poco rentables.

El precio del kW/h eólico puede ser, en aerogeneradores de potencia media, la mitad que en los aerogeneradores de potencia baja. La rentabilidad de las aeroturbinas eólicas implica el intentar disminuir costos, tanto en su instalación inicial, como en los gastos de mantenimiento, procurando que el tiempo de vida de la instalación sea superior al del período de amortización.

I.2.- CIRCULACION GENERAL

Se considera viento a toda masa de aire en movimiento, que surge como consecuencia del desigual calentamiento de la superficie terrestre, siendo la fuente de energía eólica, o mejor dicho, la energía mecánica que en forma de energía cinética transporta el aire en movimiento.

La Tierra recibe una gran cantidad de energía procedente del Sol que en lugares favorables puede llegar a ser del orden de 2000 kW/m² anuales; el 2% de ella se transforma en energía eólica capaz de proporcionar una potencia del orden de 10¹⁷ kW.



A) Irradiancia solar sobre una superficie horizontal
 B) Irradiancia solar absorbida por la Tierra
 C) Irradiancia radiada al espacio exterior

Fig I.1 Irradiancia solar

La Tierra funciona como una gran máquina térmica que transforma parte del calor solar en la energía cinética del viento, Fig I.1. La energía eólica tiene como ventajas la de ser inagotable, gratuita y no lesiva al medio ambiente, pero cuenta también con los grandes inconvenientes de ser dispersa y aleatoria. Bajo la acción de la presión, el aire de la atmósfera se desplaza de un lugar a otro a diferentes velocidades, dando lugar al viento. El gradiente de velocidades es mayor cuanto mayor sea la diferencia de presiones y su movimiento viene influenciado por el giro de la Tierra.

Las causas principales del origen del viento son:

- a) La radiación solar que es más importante en el Ecuador que en los Polos
- b) La rotación de la Tierra que provoca desviaciones hacia la derecha en el Hemisferio Norte y hacia la izquierda en el Hemisferio Sur
- c) Las perturbaciones atmosféricas.

El movimiento de la Tierra se rige por la siguiente relación entre aceleraciones:

$$a_{(\text{absoluta})} = a_{(\text{relativa})} + a_{(\text{arrastre})} + a_{(\text{Coriolis})}$$

ecuación que aplicada al movimiento del aire y simplificada adecuadamente proporciona la siguiente ecuación vectorial:

$$\frac{d\vec{x}}{dt} = - \frac{p}{\rho} - 2 (\vec{w} \times \vec{r})$$

en la que \vec{v} es la velocidad del viento, p la presión, ρ la densidad, \vec{w} la velocidad angular de la Tierra, \vec{r} el vector de posición de las partículas y \vec{g} la aceleración de origen gravitatorio.

Esta ecuación vectorial da lugar a las ecuaciones diferenciales (Navier Stokes) que rigen el movimiento del aire sobre la Tierra, de la forma:

$$\begin{aligned} \frac{d^2 x}{dt^2} &= - \frac{1}{\rho} \frac{p}{x} - 2 w \left(\cos \theta \frac{dz}{dt} - \sin \theta \frac{dy}{dt} \right) \\ \frac{d^2 y}{dt^2} &= - \frac{1}{\rho} \frac{p}{y} - 2 w \cos \theta \frac{dx}{dt} \\ \frac{d^2 z}{dt^2} &= - \frac{1}{\rho} \frac{p}{z} + 2 w \cos \theta \frac{dx}{dt} - g \end{aligned}$$

En aquellas zonas en donde la radiación solar es más intensa, como en el Ecuador, el globo terrestre acumula calor principalmente en el océano, calor que, por el contrario, se pierde en los Polos; sin embargo, ni el Ecuador ni los Polos vienen a ser, por término medio, los lugares más calientes, o más fríos, de la superficie terrestre.

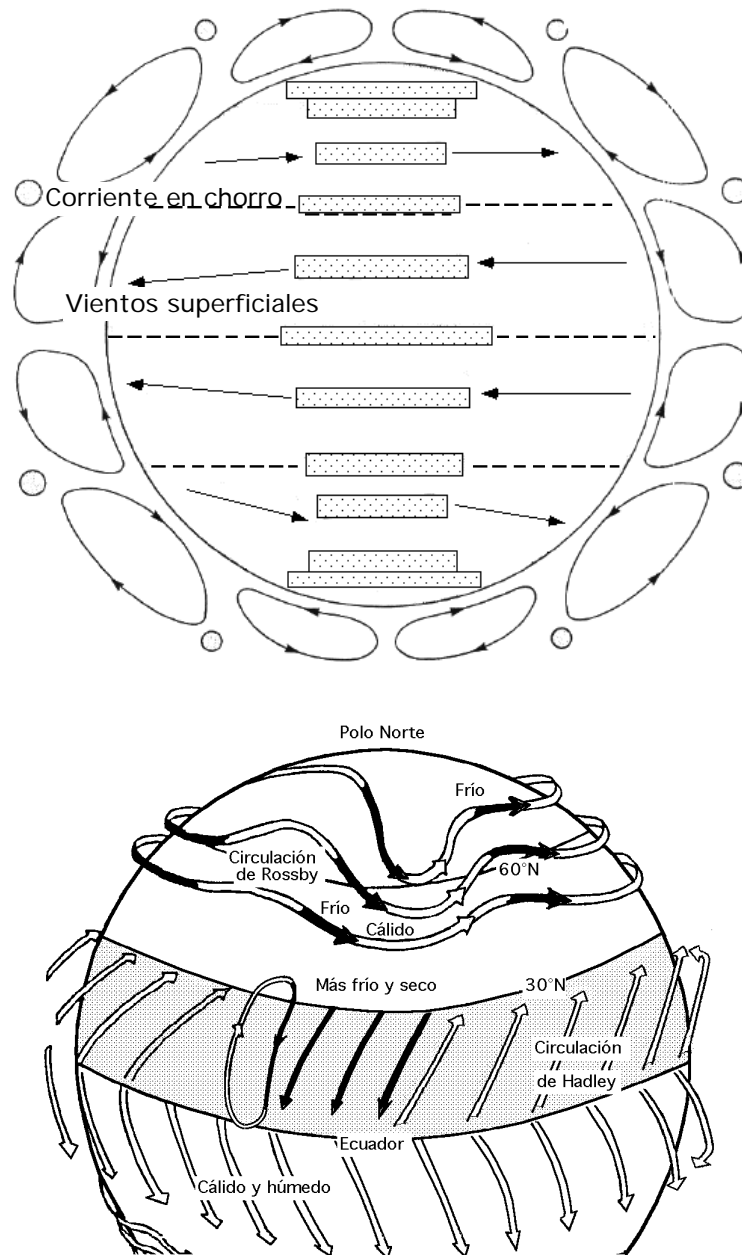


Fig 1.2.- Circulación general del aire en superficie

Un ejemplo de la circulación general de los vientos que además afecta a España por su influencia en las islas Canarias son los *vientos alisios*. Al calentarse el aire en el Ecuador asciende y es sustituido por el aire más próximo a los Polos, formándose la llamada circulación de Hadley, que se hace inestable a unos 30° de latitud y origina unos vientos generales que afectan a las islas Canarias. Este flujo no se proyecta directamente sobre los Polos debido a la fuerza de Coriolis que aparece como consecuencia del movimiento de rotación de la Tierra, que modifica su curso; esta fuerza depende de la velocidad del viento y de la rotación de la Tierra, por lo que las masas de aire caliente se desplazan por esta circunstancia hacia el Este; la circulación general es semejante y simétrica

en cada uno de los dos hemisferios, Fig I.2, yendo de O a E en el hemisferio Norte.

El eje principal de esta circulación es una corriente en chorro que se produce por encima de los 10.000 metros a una presión de 300 mb; se trata de un viento del Oeste que, en el hemisferio Norte, se localiza hacia el paralelo 45°, siendo su velocidad media de 200 km/hora, pero puede llegar a sobrepasar los 500 km/hora. A lo largo del eje del chorro circulan otras corrientes de aire a velocidades diferentes. El desplazamiento de las masas de aire se efectúa desde las zonas en las que la presión de la atmósfera y, por lo tanto la del aire, es más elevada (anticiclones), hacia las zonas de presión más baja (depresiones ó ciclones), por la aceleración de Coriolis. Las depresiones y los anticiclones están representados en las cartas meteorológicas por el trazado de las isobaras.

La circulación general en superficie depende del reparto medio de las presiones a lo largo de un cuarto de meridiano terrestre. Para el hemisferio Norte existe un centro anticiclónico en el Polo, un eje de depresión hacia los 60°N, un eje anticiclónico hacia los 30°N, conocido como cinturón subtropical, y una banda de depresión hacia el Ecuador. El viento perfila o contornea los anticiclones en el sentido de las agujas del reloj, dirigiéndose hacia las depresiones, y las contornea en sentido contrario.

Un esquema de vientos generales es el siguiente:

Entre 90°N y 60°N, aire ártico (muy frío) (Circulación de Rossby)

Entre 60°N y 40°N, aire polar (frío)

Entre 40°N y 5°N, aire tropical (templado)

Entre 5°N y 5°S, aire ecuatorial (cálido)

En el límite de estas diferentes masas de aire existen zonas conflictivas o zonas frontales; así se puede decir que:

- Entre el aire ártico y el aire polar existe el frente ártico

- Entre el aire polar y el aire tropical, existe el frente polar

- Entre el aire tropical y el aire ecuatorial, existe la zona de convergencia intertropical, en la que soplan vientos regulares (alisios) del Nordeste, contorneando el anticiclón de las Azores, (Corriente de Hadley).

Las diferentes masas de aire, así como los ejes de depresión (60°) y anticiclónicos (30°), se desplazan según las estaciones en el sentido del movimiento aparente del Sol; en el hemisferio Norte existe, en invierno, una traslación general hacia el Norte, y en verano hacia el Sur. En el hemisferio Sur sucede al revés; estos vientos se denominan *monzones*.

No obstante, las condiciones generales de los vientos son modificadas localmente por temporales y gradientes de temperatura originados por los desiguales calentamientos de superficies de tierra y agua o por diversos accidentes orográficos; se puede considerar que los vientos vienen dirigidos por determinados centros de acción de la atmósfera, siendo lo más frecuente que su desplazamiento sea en sentido horizontal.

La atmósfera no es homogénea, estando fraccionada en un número bastante grande de masas de aire más o menos calientes; la transición entre dos masas de aire puede ser lenta y continua o, por el contrario, brusca, constituyendo entonces una superficie frontal que forma una cierta pendiente en la que el aire caliente, más ligero, está por encima del aire frío.

La proyección sobre el suelo de una superficie frontal se denomina *frente*; un ejemplo típico lo constituye, en el hemisferio Norte, el frente polar atlántico, que representa la zona de separación entre el aire polar dirigido por la depresión de Islandia y el aire tropical conducido por el anticiclón de las Azores. Los frentes no son estacionarios porque el aire frío tiende a descender hacia el Ecua-

dor, mientras que el aire caliente tiende a remontar hacia el Polo, originándose en un punto una ondulación que se desarrolla y acentúa, al tiempo que es apresada por las corrientes de aire del Oeste, acompañada de una depresión móvil.

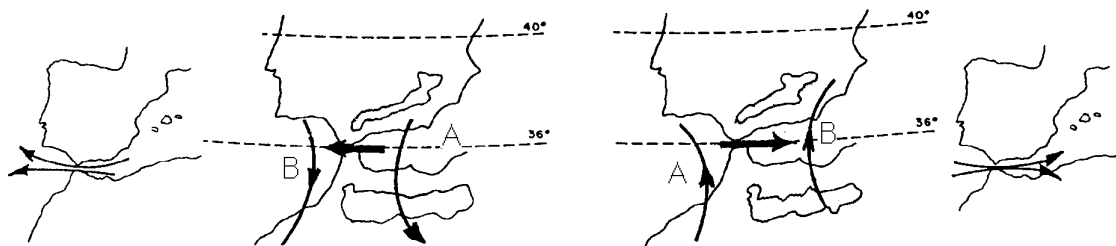
El viento sopla de las altas a las bajas presiones

a) Alta presión en el Mar de Alborán y baja presión en el Golfo de Cádiz.

Viento de Levante con efecto de embudo en el Mar de Alborán y difluencia en el Golfo de Cádiz

b) Alta en el Golfo de Cádiz y baja en el Mar de Alborán. Viento de Poniente.

Entrada abierta en el Golfo de Cádiz, confluencia en el Estrecho y efecto embudo en el Mar de Alborán.



Esquema sinóptico para vientos de Levante

a) Componente E-NE. Anticiclón sobre España y Portugal Bajas presiones en Marruecos-Canarias.

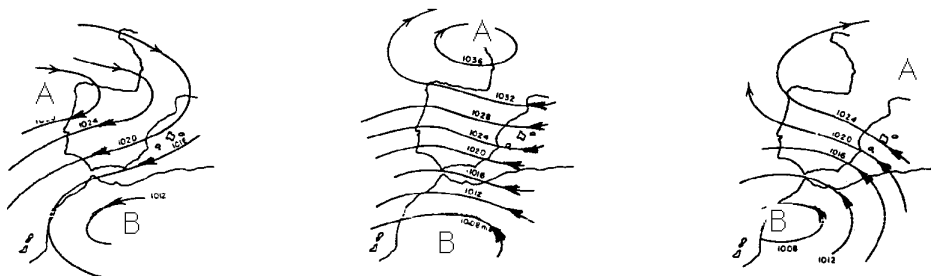
Situación en zeta. AZ_B

b) Componente E. Anticiclón con eje horizontal sobre el Golfo de Vizcaya y mitad Norte de España.

Bajas presiones sobre Marruecos.

c) Componente E. Altas presiones sobre el Norte de España, Baleares y Mediterráneo occidental.

Bajas entre Canarias y el Golfo de Cádiz. Situación en ese. BS^A



Esquema sinóptico para vientos de Poniente

a) Componente W-NW. Vaguada en forma de V en altura, cruzando sobre la Península.

b) Componente W. Profunda borrasca cerrada a todos los niveles sobre el Golfo de Vizcaya, con marcados gradientes de presión en superficie.

c) Componente W-SW. Baja presión pasando desde el Golfo de Cádiz hacia las Baleares.

Arriba aparece una vaguada en forma de U.

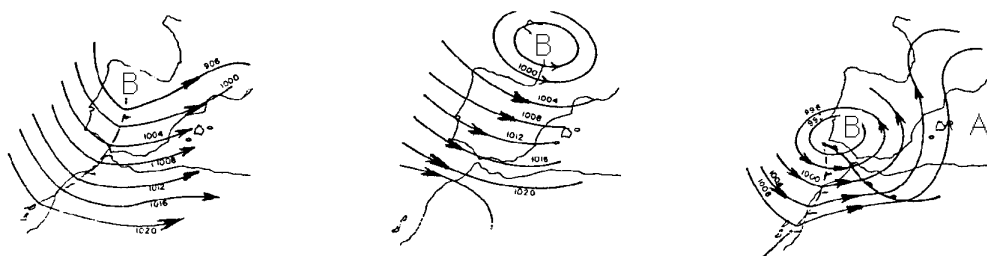


Fig I.3.- Vientos sinópticos para diversas regiones españolas

Cuando el aire caliente remonta se crea un frente cálido; cuando el aire frío desciende se crea un frente frío. El conjunto *frente cálido-frente frío* constituye una perturbación; el frente frío alcanza al frente cálido, y el aire caliente es proyectado hacia arriba, formándose un frente ocluido. Una sucesión de perturbaciones, o familia de perturbaciones, suele estar ligada a diferentes sistemas nubosos característicos, que determinan así los diferentes tipos de vientos.

I.2.- TIPOS DE VIENTOS

El conocimiento de los vientos generales no es suficiente para una correcta utilización y ubicación de máquinas accionadas por el viento, por cuanto existen factores que modifican el régimen general y que deben ser conocidos y tenidos en cuenta a la hora de realizar un proyecto de este tipo.

Existe un axioma (Bjerknes) que indica el movimiento o sentido de giro del viento: *Cuando el gradiente de presión y el gradiente de temperatura tienen distinta dirección, se produce una circulación de aire de sentido el camino más corto desde el gradiente de presión al de temperatura.*

En general, los desplazamientos verticales del aire son pequeños en relación a los desplazamientos horizontales, por lo que se puede considerar que la dirección del desplazamiento del viento es sensiblemente horizontal y se determina y refiere mediante el ángulo que conforma respecto a una dirección fija, que es la del Norte geográfico.

Tanto los vientos generales, como los sinópticos, Fig I.3, están ligados a la circulación atmosférica y mantienen las mismas características sobre grandes extensiones de terreno.

El viento sinóptico sopla prácticamente en la horizontal, lo que permite esquematizar su movimiento por un vector orientado en el sentido hacia el cual sopla y cuyo origen está situado en el lugar de observación.

Los vientos regionales están regidos también por desplazamientos a la escala sinóptica de las masas de aire, (que es más fina y precisa que la circulación general de Hadley).

Sus características vienen determinadas en función de situaciones meteorológicas dadas y muy precisas, como son la configuración isobárica y posición de los frentes, teniendo en cuenta también para cualquier lugar, tanto las condiciones geográficas regionales, como las locales (relieves, cotas, etc), Fig I.4.

La dirección del viento a nivel del suelo, medida generalmente a algunos metros sobre el mismo, está fuertemente influenciada por la situación topográfica del lugar considerado.

La frecuencia de las direcciones no es siempre una característica general en consonancia con la situación isobárica media como puede ser la posición respectiva media de los anticiclones y de las depresiones en el transcurso de los años; los vientos particulares y locales son la prueba.

BRISAS.- Una aplicación del axioma anterior es la justificación del movimiento del aire *tierra-mar* en las costas, o *tierra-agua* en los lagos durante el día y la noche, Fig I.4; en las faldas de las montañas el aire se calienta durante el día y se va hacia las alturas, mientras que en la noche el aire frío, más pesado, baja hacia los valles, Fig I.5.

Los movimientos característicos del aire (tierra-mar) en las costas o (tierra-agua) en los lagos durante el día y la noche dan lugar a las *brisas*. El viento diurno o brisa marina, es debido a un descenso hacia la tierra del gradiente de presión barométrica, como consecuencia del calentamiento diurno de la capa inferior del aire que está en contacto con la tierra; como la superficie del mar adyacente no se calienta con tanta intensidad, permanece relativamente más fría.

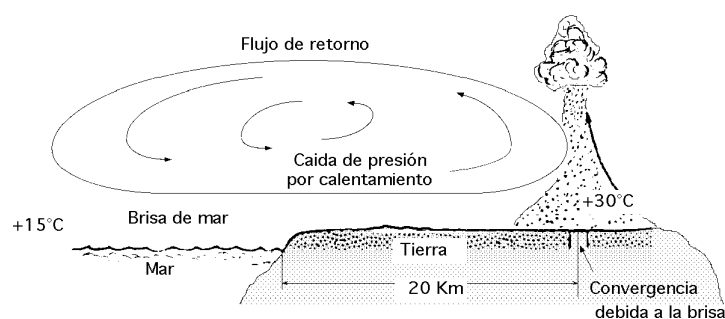
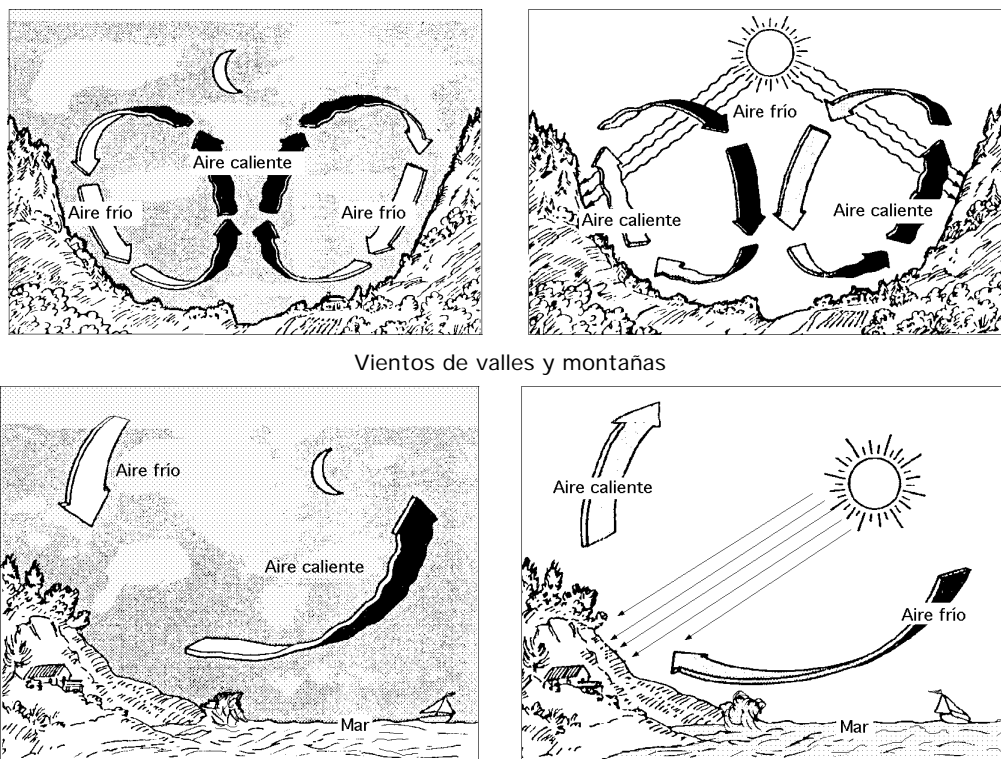


Fig I.4.- Esquema general de un viento particular tierra-mar y viceversa (brisas)



Vientos de valles y montañas
Brisas de mar
Fig I.5.- Vientos particulares y locales

En respuesta al gradiente de presión local, el aire se dirige hacia la tierra a baja altura. La brisa marina es relativamente fría y proporciona un agradable alivio en una estrecha franja de la zona costera en las calurosas tardes del verano. Por la noche se invierte el gradiente de temperatura debido al más rápido enfriamiento de la superficie del terreno; el gradiente de presión es ahora de la tierra hacia el mar, motivando un flujo de aire hacia el océano (la brisa terrestre).

Las condiciones locales influyen considerablemente en el potencial eólico de una zona y puede suceder que dos lugares muy próximos tengan una gran diferencia de condiciones eólicas.

Los valles y las zonas entre dos montañas afectan enormemente al citado potencial al aumentar considerablemente la acción del viento, que varía notablemente con la altura. Esta variación es consecuencia de la capa límite que se produce en el contacto de los fluidos viscosos con las superficies (aire y tierra).

VIENTOS CATABATICOS Y ANABATICOS.- El viento *catabático*, Fig I.6, es el producido por el descenso de aire fresco desde regiones elevadas o regiones más bajas, en forma de brisas, a través de laderas y valles.

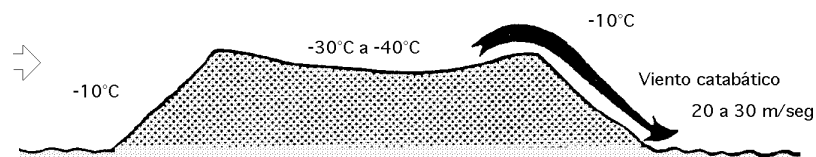


Fig.I.6.- Viento catabático

Este tipo de viento presenta poca relación con las isobaras, puesto que viene regido principalmente por la dirección de los valles a través de los cuales desciende.

El viento *anabático* es el que presenta una componente vertical ascendente, siendo el término opuesto a catabático.

FOHN.- El *föhn* es un viento fuerte, seco y cálido, que se produce en ocasiones en la ladera de sotavento (contraria a la que sopla el viento) de los sistemas montañosos, Fig I.7; un *föhn* fuerte se presenta precedido por un sistema de bajas presiones que avanza ocasionando fuertes vientos en la troposfera media y alta.

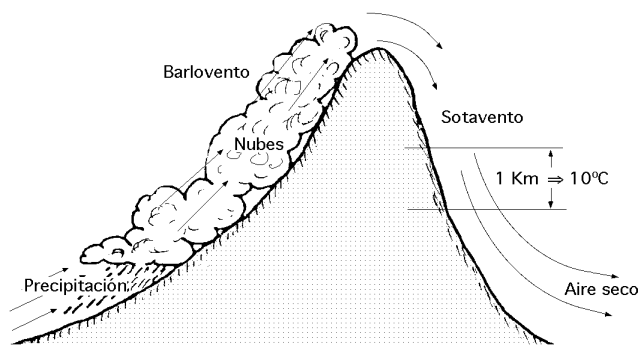


Fig I.7.- Efecto föhn

Cuando este sistema se acerca a una montaña, el aire sube por la ladera de barlovento, enfriándose por debajo de la temperatura de condensación, formando nubes que se mantienen adosadas a las cimas de las montañas, que provocan precipitaciones, por lo que el contenido de humedad del aire baja y así el aire que desciende por sotavento es seco, calentándose en el descenso a razón de 10°C por km.

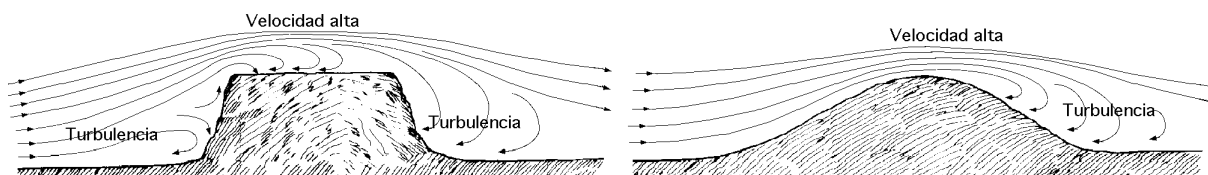


Fig I.8.- Influencia de obstáculos topográficos sobre la velocidad del viento

También influye grandemente en la velocidad del viento la forma del relieve de la superficie de la tierra por donde discurre la corriente. Superficies de pendientes suaves y desnudas de obstáculos son los mejores lugares de potencial eólico, puesto que se van juntando las líneas de corriente del fluido y hacen que su velocidad aumente, Fig I.8.

I.3.- VELOCIDAD DEL VIENTO

El viento viene definido por dos parámetros esenciales que son, su dirección y su velocidad. La dirección del viento y su valoración a lo largo del tiempo conducen a la ejecución de la llamada *rosa de los vientos*, Fig I.9.

La velocidad media del viento varía entre 3 y 7 m/seg, según diversas situaciones meteorológicas; es elevada en las costas, más de 6 m/seg, así como en algunos valles más o menos estrechos. En otras regiones es, en general, de 3 a 4 m/seg, siendo bastante más elevada en las montañas,

dependiendo de la altitud y de la topografía.

La velocidad media del viento es más débil durante la noche, variando muy poco, aumenta a partir de la salida del Sol y alcanza un máximo entre las 12 y 16 horas solares.

Para realizar la medida de las velocidades del viento se utilizan los anemómetros; existen muy diversos tipos de estos aparatos, que en un principio se pueden clasificar en anemómetros de rotación y anemómetros de presión.

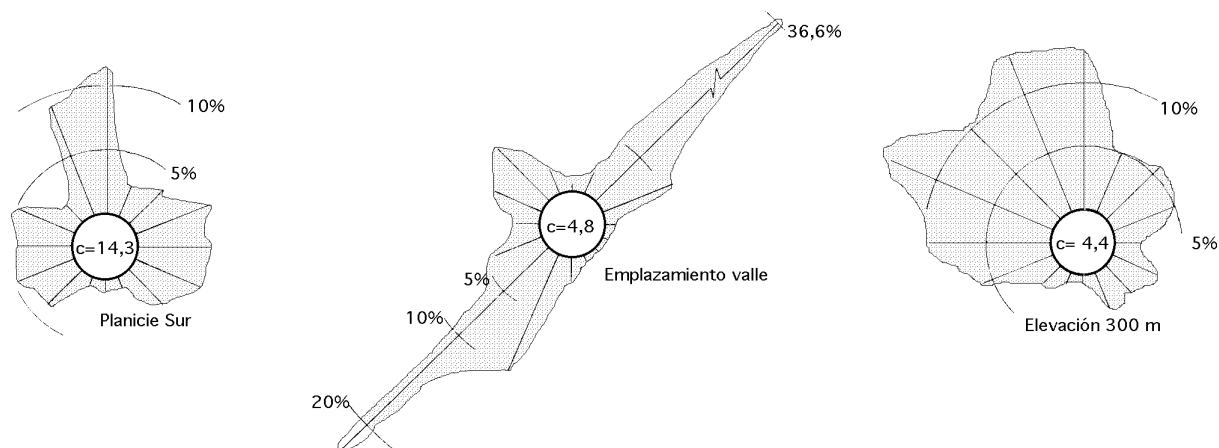


Fig I.9.- Rosas de viento características para un flujo dominante dentro de un valle, en una planicie sur y por encima de las elevaciones extremas de un valle

El anemómetro de rotación más característico es el de Papillon, que es un molino de eje vertical con cazoletas en forma de semiesfera o el de aletas oblicuas de Jules Richard.

El anemómetro de presión se basa en el método del tubo de Pitot.

La dirección del viento se comprueba mediante una veleta, mientras que la velocidad se mide con un anemómetro.

Según sea la velocidad se pueden considerar tres tipos de definiciones:

- Viento instantáneo; se mide la velocidad del viento en un instante determinado.
- Viento medio aeronáutico; se mide la velocidad media durante 2 minutos
- Viento medio meteorológico; se mide la velocidad media durante 10 minutos

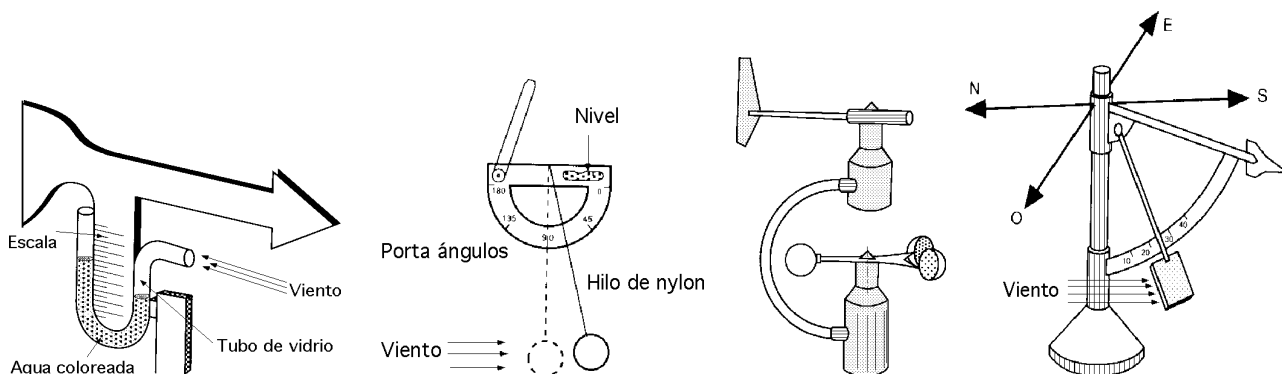


Fig I.10.- Diversos tipos de anemómetros

Hay que distinguir también entre *golpe de viento* y *ráfagas*.

Una *ráfaga* es un aumento brutal y de corta duración de la velocidad del viento, propio de tormentas y borrascas.

El *golpe de viento* concierne a la velocidad media del viento, cuando sobrepasa los 34 nudos, 62

km/hora, y es una señal de advertencia, sobre todo para la navegación marítima. Un golpe de viento se corresponde con una velocidad media del viento comprendida entre 75 y 88 km/hora.

Las fuentes eólicas más interesantes se encuentran en las costas marinas y en determinados pasos entre montañas; existen zonas en las que se puede disponer de más de 3.000 kWh/m² año, y en otras puede que no se llegue a los 200 kWh/m² año.

LEY EXPONENCIAL DE HELLMANN.- La velocidad del viento varía con la altura, siguiendo aproximadamente una ecuación de tipo estadístico, conocida como ley exponencial de Hellmann, de la forma:

$$v_h = v_{10} \left(\frac{h}{10}\right)^{\alpha}$$

en la que **v_h** es la velocidad del viento a la altura *h*, **v₁₀** es la velocidad del viento a 10 metros de altura y **α** es el exponente de Hellmann que varía con la rugosidad del terreno, y cuyos valores vienen indicados en la Tabla I.1. En la Fig I.11, se indican las variaciones de la velocidad del viento con la altura según la ley exponencial de Hellmann.

Tabla I.1.- Valores del exponente de Hellmann en función de la rugosidad del terreno

Lugares llanos con hielo o hierba	= 0,08 ÷ 0,12
Lugares llanos (mar, costa)	= 0,14
Terrenos poco accidentados	= 0,13 ÷ 0,16
Zonas rústicas	= 0,2
Terrenos accidentados o bosques	= 0,2 ÷ 0,26
Terrenos muy accidentados y ciudades	= 0,25 ÷ 0,4

Debido a que las máquinas eólicas arrancan para una determinada velocidad del viento, al tiempo que proporcionan la máxima potencia para unas velocidades iguales o superiores a una dada **v_{nom}**, es natural que los datos a utilizar sean las curvas de *duración de velocidad* que se pueden convertir en curvas energéticas utilizando en el eje de ordenadas cantidades, **N = k* v³**, que proporcionan la potencia disponible en el viento para cada velocidad y de la que sólo es posible extraer una fracción.

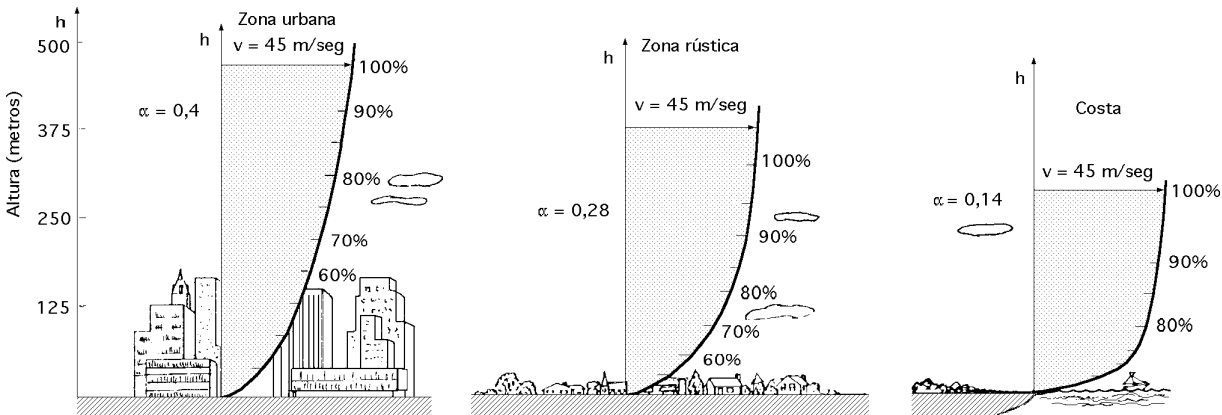


Fig I.11.- Variación de la velocidad del viento (capa límite) con la altura sobre el terreno, según la ley exponencial de Hellmann

La curva de *duración de la velocidad* tiende a aplanarse cuando aumenta el tiempo durante el cual el viento persiste a una cierta velocidad.

La velocidad media del viento es de la forma: $\hat{v} = \frac{1}{8760} \int_0^{8760} v \, dt$

y la intensidad energética del viento, definida como la relación entre la potencia y la superficie frontal (área barrida), es proporcional al cubo de la velocidad, en la forma:

$$\frac{N_{\text{viento}}}{A} = I_h = I_{10} \left(\frac{h}{10} \right)^3 = I_{10} \left(\frac{v_h}{v_{10}} \right)^3$$

En una máquina eólica se pueden considerar tres velocidades del viento características de la misma. La velocidad de conexión \bar{v}_{conex} es aquella velocidad del viento por encima de la cual se genera energía. Por debajo de esta velocidad toda la energía extraída del viento se gastaría en pérdidas y no habría generación de energía.

La velocidad nominal \bar{v}_{nom} es aquella velocidad del viento para la que la máquina eólica alcanza su potencia nominal. Por encima de esta velocidad la potencia extraída del viento se puede mantener constante. La velocidad de desconexión \bar{v}_{emb} es aquella velocidad del viento por encima de la cual la máquina eólica deja de generar, porque se embala, los sistemas de seguridad comienzan a actuar frenando la máquina, desconectándose de la red a la que alimenta.

I.4.- ENERGIA UTIL DEL VIENTO

En una corriente de aire de densidad ρ , y velocidad \vec{v} , como se indica en la Fig I.12, la potencia eólica disponible que atraviesa una superficie A y hace un recorrido L en el tiempo t, viene dada por la expresión:

$$N_{\text{viento}} = \frac{E_{\text{cinética}}}{t} = \frac{\frac{\rho v^2}{2}}{t} = \frac{v^2}{2t} (v t A) = \frac{\rho v^3}{2} A = k * v^3$$

Para un molinete o aerogenerador de eje horizontal y diámetro de hélice D, la sección A es:

$$A = \frac{D^2}{4}$$

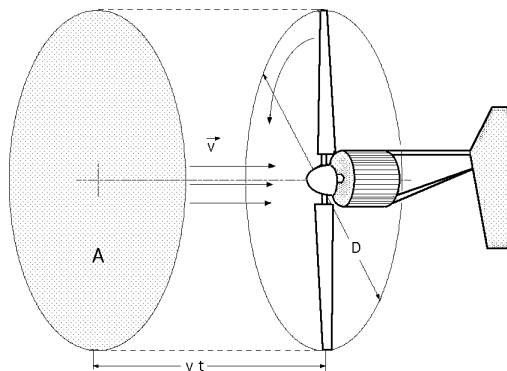


Fig I.12.- Área A barrida por el rotor de diámetro D

por lo que la potencia del viento quedará en la forma:

$$N_{\text{viento}} = \frac{D^2 v^3}{8}$$

La velocidad del viento varía con el tiempo y, por lo tanto, su potencia N también variará. Se puede considerar el valor medio de ambas, por ejemplo a lo largo de una año, obteniéndose:

$$\hat{N}_{\text{viento anual}} = \frac{1}{2} A \hat{v}_{\text{anual}}^3$$

De estos conceptos se obtienen las siguientes consecuencias:

- a) La N_{viento} varía fuertemente con la velocidad \vec{v} , siendo preciso hacer las mediciones de \vec{v} en el lugar exacto donde se quiera instalar la aeroturbina.
- b) La N_{viento} varía con la densidad del aire, a causa de las variaciones de presión y temperatura, en valores que pueden oscilar de un 10% a un 15% a lo largo del año.

CURVAS DE POTENCIA.- Mediante las curvas de potencia se puede conocer cuando una aeroturbina suministra energía. Cuando el viento supera la velocidad mínima v_{conex} la máquina comienza a suministrar potencia aumentando ésta a medida que aumenta la velocidad del viento, hasta que éste alcanza una velocidad v_{nom} que se corresponde con la potencia nominal del generador; para velocidades superiores los sistemas de control mantienen constante la potencia, evitando una sobrecarga en la turbina y en el generador.

Las curvas que relacionan la velocidad del viento, con el número de horas de funcionamiento del aerogenerador, $t = f(v)$, indican el número de horas al año en que la velocidad del viento supera un cierto nivel. A partir de estas curvas se puede obtener la curva de potencia disponible del viento, y la curva de potencia eléctrica suministrada por el aerogenerador. El área encerrada por esta última, proporciona la energía eléctrica generada en un año, siendo frecuente expresar estas potencias y energías, por unidad de superficie barrida por el rotor.

I.5.- REPRESENTACION ESTADISTICA DEL VIENTO

Dadas las características tan dispersas y aleatorias de la energía eólica, es obvio que la única manera de estudiar si un emplazamiento es adecuado o no, es utilizando la estadística. Para ello se recurre a la representación de la velocidad del viento como una variable aleatoria con una cierta función de distribución.

Normalmente se suele utilizar la distribución de Weibull; se trata de una distribución de dos parámetros: el parámetro de escala c y el parámetro factor de distribución de forma k .

En España los datos eólicos proceden de dos fuentes distintas, como son:

- a) El Servicio Meteorológico Nacional, que tiene instaladas una serie de estaciones meteorológicas, distribuidas por distintos puntos de la geografía nacional, pero en las que su elección se ha hecho en base a su situación estratégica como ciudades, aeropuertos, etc, por lo que no han sido preparadas para hacer medidas de su potencial eólico.
- b) La Comisión Nacional de Energías Especiales sí tiene estaciones en toda España para la toma de datos eólicos. Los puntos de medición fueron seleccionados precisamente en lugares en los

que se preveía un alto potencial eólico como en la zona del Estrecho, islas Canarias, Nordeste, Noroeste, Valle del Ebro, Baleares y Zona Sur.

FACTOR DE DISTRIBUCION DE FORMA.- La energía \hat{N} que portaría el viento si se desplazase con una velocidad igual a la media durante las 8760 horas del año, sería:

$$\hat{N} = \int_0^{8760} k \cdot \hat{v}^3 dt = 8760 k \cdot \hat{v}^3 = 4380 A \hat{v}^3$$

mientras que la energía realmente disponible en el año es:

$$N_{\text{anual}} = \int_0^{8760} k \cdot v^3 dt$$

El factor de distribución de forma de energía eólica k , se define como la relación entre la energía obtenida en un año, N_{anual} , y la energía \hat{N} que se obtendría en ese año si la velocidad del viento se mantuviera constante e igual a la velocidad media \hat{v} , es decir:

$$k = \frac{N_{\text{anual}}}{\hat{N}} = \frac{v^3}{\hat{v}^3}$$

En dos lugares en los que la velocidad media del viento $\langle v \rangle$ sea la misma, se tendrá más energía disponible en aquel en que el factor de distribución k sea mayor.

Si los factores de distribución son k_1 y k_2 y las energías disponibles N_1 y N_2 , se tiene que:

$$\frac{N_1}{N_2} = \frac{k_1}{k_2} \left(\frac{\hat{v}_1}{\hat{v}_2} \right)^3$$

En la mayoría de los casos los valores de k están comprendidos entre 1,3 y 4,3; por ello, cuando no se dispone de muchos datos suele aceptarse la simplificación de hacer, $k=2$; en este caso, a la distribución resultante, se le conoce como distribución de Rayleigh.

DISTRIBUCION DE RAYLEIGH.- Con los datos disponibles de la velocidad del viento en un determinado lugar, se puede encontrar la ecuación de distribución de Rayleigh que describe la distribución de velocidades del viento con una aproximación razonable dentro de ciertos límites, siendo la velocidad media del mismo un parámetro a tener en cuenta, muy característico. Sus valores vienen dados en la Tabla I.2.

Para velocidades del viento por debajo de 15 km/hora, la distribución de Rayleigh tiene poca precisión, no siendo útil su aplicación en lugares con una velocidad media del viento inferior a 13 km/hora.

La curva de distribución de Rayleigh es de la forma:

$$\text{Tiempo en horas: } t = 8,76 \frac{v}{\hat{v}} e^{-\frac{v}{\hat{v}}} ; \quad = \frac{1}{4} \left(\frac{v}{\hat{v}} \right)^2$$

siendo, v la velocidad del viento en millas/seg, (1 milla = 1,6095 km) y \hat{v} , la velocidad media del viento

Esta ecuación proporciona el número total de horas al año que se prevé pueda soplar el viento a una velocidad \bar{v} , siendo \hat{v} la velocidad media del lugar. Su representación gráfica se presenta en la Figura I.13, en la que se ha considerado el tiempo sobre el eje de ordenadas en %, y la velocidad del viento \bar{v} en millas por hora sobre el eje de abscisas.

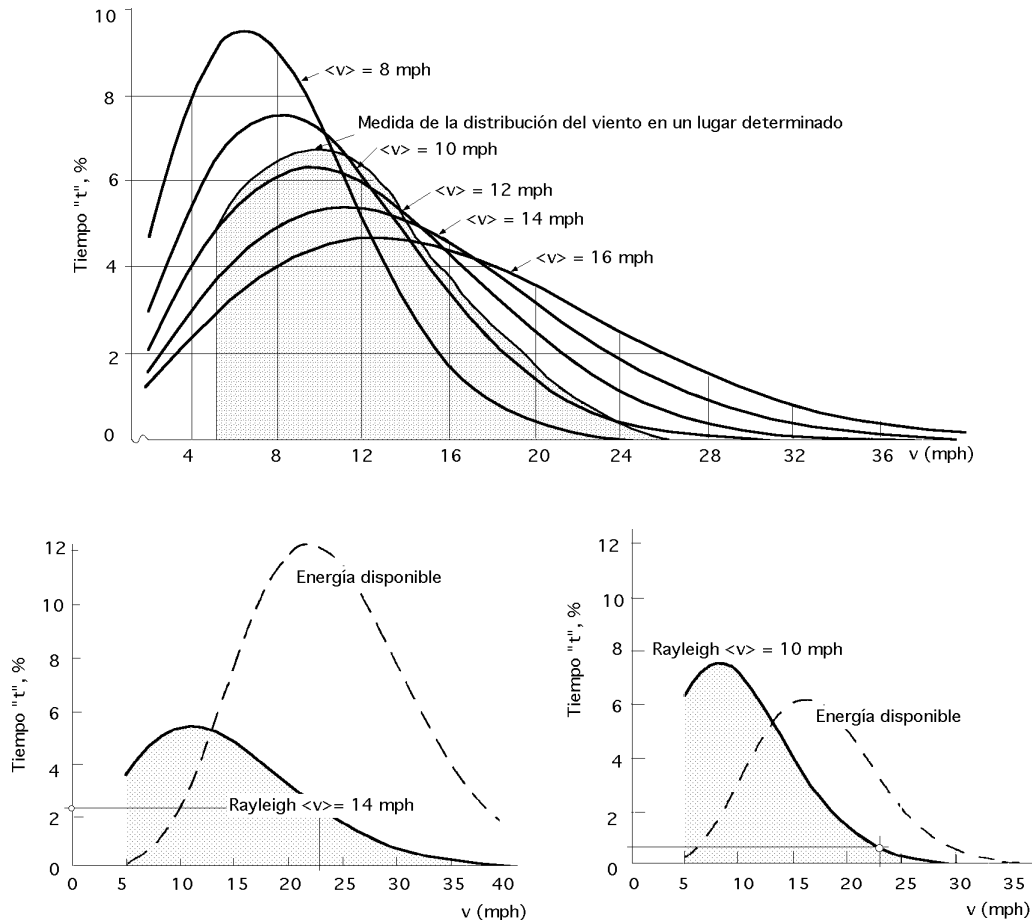


Fig I.14.- Comparación de la energía disponible con la curva de Rayleigh correspondiente

La energía que lleva el viento es proporcional al cubo de su velocidad, por lo que una velocidad más elevada implica un transporte energético de mayor densidad.

Si a los resultados obtenidos en un lugar determinado, por ejemplo con una velocidad media de 26 km por hora, 16,2 mph), Fig I.13, se superpone una gráfica de Rayleigh, se observa que la distribución de Rayleigh no coincide con la curva de distribución del viento en el lugar indicado, lo que indica que no se pueden sustituir los datos obtenidos de la distribución de Rayleigh como medidas actualizadas y propias de la velocidad del viento del lugar, pero sí pueden servir como una aproximación bastante razonable cuando los únicos datos de que se dispone sean los promedios anuales de la velocidad del viento.

Para una velocidad media del viento de 22,5 km/hora, 14 mph, se puede esperar que el mismo sople a 37 km/hora, 23 mph, durante un 2,2% del tiempo, ó 194 horas al año. Si la velocidad media fuese de 10 mph, soplaría a 23 mph durante un 0,6% del tiempo ó 53 horas al año, Fig I.14.

La función de densidad de probabilidad de la distribución de Rayleigh es de la forma:

$$f(v) = \frac{1}{2} \frac{v}{\bar{v}^2} e^{-\frac{v^2}{2\bar{v}^2}}$$

Tabla I.2- Curva de Rayleigh

Velocidad v (mph)	Velocidad media (millas por hora)									
	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
	Número de horas									
8	784	731	666	601	539	484	435	391	353	320
9	716	697	656	605	553	503	457	415	377	344
10	630	644	627	594	554	512	470	431	395	363
11	536	578	585	570	543	510	476	441	408	377
12	441	504	533	536	523	500	473	443	415	386
13	351	429	474	494	494	483	464	441	416	391
14	272	356	413	446	459	458	448	432	412	391
15	204	288	353	396	420	429	427	418	404	387
16	149	227	295	345	378	396	403	400	392	380
17	105	175	242	296	336	361	375	379	377	369
18	73	132	194	250	294	325	345	355	358	355
19	49	97	153	207	253	289	314	330	337	339
20	32	70	119	170	216	254	283	303	315	321
21	20	50	90	136	181	220	252	275	291	302
22	12	34	68	108	150	189	222	248	268	281
23	7	23	50	84	123	160	194	222	244	260
24	4	15	36	65	99	134	168	197	220	239
25	3	10	25	49	79	111	143	173	198	218
26	1	6	18	37	62	91	122	150	176	197
27	0,8	4	12	27	48	74	102	130	155	177
28	0,4	2	8	20	37	60	85	111	136	158
29	0,2	1	5	14	28	47	70	94	118	140
30	0,1	0,8	4	10	21	37	57	79	102	124
31	0	0,5	2	7	16	29	46	66	87	108
32	0	0,3	1	5	11	22	37	55	74	94
33	0	0,1	0,9	3	8	17	29	45	63	81
34	0	0	0,5	2	6	13	23	37	53	70
35	0	0	0,3	1	4	10	18	30	44	60
36	0	0	0,2	0,9	3	7	14	24	36	51
37	0	0	0,1	0,6	2	5	11	19	30	43
38	0	0	0	0,4	1	4	8	15	24	36
39	0	0	0	0,2	0,9	3	6	12	20	30
40	0	0	0	0,1	0,6	2	5	9	16	25
41	0	0	0	0	0,4	1	3	7	13	20
42	0	0	0	0	0,3	0,9	3	5	10	17
43	0	0	0	0	0,2	0,6	2	4	8	13
44	0	0	0	0	0,1	0,4	1	3	6	11

y la función de distribución correspondiente es:

$$F(v) = 1 - e^{-}$$

Esta distribución se ajusta haciendo coincidir la velocidad media del viento en el lugar en estudio, con la velocidad \vec{v} . El empleo de un método más elaborado requeriría disponer de más datos, caso en el que se usaría la distribución general de Weibull.

DISTRIBUCION DE WEIBULL.- La función de densidad de probabilidad de esta distribución es de la forma:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c} \right)^k}$$

Se trata de una distribución de dos parámetros en la que **c** y **k** son los parámetros de escala y el factor de forma, respectivamente.

La función de distribución correspondiente es:

$$F(v) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

El momento enésimo de la distribución de Weibull es:

$$v_{(n)} = \int_0^\infty v^n f(v) dv = \dots = c^n \left(1 + \frac{n}{k}\right)$$

siendo, $\left(1 + \frac{n}{k}\right)$, la función gamma.

La curva normal de error o integral de Gauss es:

$$\int_0^\infty e^{-t^2} dt = \frac{\sqrt{\pi}}{2}$$

que se obtiene a partir de: $\left(\frac{1}{2}\right) = \int_0^\infty e^{-t^2} dt = \sqrt{\pi}$

La velocidad media del viento es el primer momento de la función de densidad, $n=1$, siendo por tanto:

$$v_{(1)} = \hat{v} = c \left(1 + \frac{1}{k}\right)$$

Para determinar los parámetros c de escala y k de forma de la distribución, se puede utilizar una aproximación de mínimos cuadrados; partiendo de la función de distribución de Weibull en la forma:

$$1 - F(v) = e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

y tomando logaritmos dos veces se tiene:

$$-\ln\{1 - F(v)\} = \left(\frac{v}{c}\right)^k \quad \ln[-\ln\{1 - F(v)\}] = \ln\left(\frac{v}{c}\right)^k = k \ln v - k \ln c$$

que es de la forma:

$$y = a x + b, \text{ con: } \begin{aligned} y &= \ln[-\ln\{1 - F(v)\}] ; k = a \\ x &= \ln v ; b = -k \ln c ; c = e^{-b/k} \end{aligned}$$

Para n pares de valores (x, y) mediante mínimos cuadrados se obtienen las siguientes soluciones para a y b :

$$a = \frac{\sum_{n=1}^n x y - \frac{\sum_{n=1}^n x \sum_{n=1}^n y}{n}}{\sum_{n=1}^n (x)^2 - \frac{(\sum_{n=1}^n x)^2}{n}} ; \quad b = y - a x = \frac{\sum_{n=1}^n y}{n} - \frac{a \sum_{n=1}^n x}{n} ; \quad k = \frac{\sum_{n=1}^n x y - \frac{\sum_{n=1}^n x \sum_{n=1}^n y}{n}}{\sum_{n=1}^n (x)^2 - \frac{(\sum_{n=1}^n x)^2}{n}}$$

$$c = e^{-b/k} = \exp \left\{ - \left(\frac{\sum_{n=1}^n y}{n} - \frac{\sum_{n=1}^n a x}{n} \right) \frac{\sum_{n=1}^n x^2 - \frac{(\sum_{n=1}^n x)^2}{n}}{\sum_{n=1}^n x y - \frac{\sum_{n=1}^n x \sum_{n=1}^n y}{n}} \right\}$$

Tabla I.3.- Velocidad del viento y horas de funcionamiento

Velocidad media anual	Horas de funcionamiento
m/seg	
8,6	3500
7,8	3000
7,1	2500
6,4	2000
5,6	1500

En la Tabla I.3 se indican las velocidades medias anuales de viento que, con la distribución estadística de Weibul, permiten conseguir las producciones correspondientes a las horas de funcionamiento indicadas. Estos datos corresponden a un parque situado a 950 metros de altitud, con unas pérdidas totales del 8% por sombras, disponibilidad y transformación.

Tabla I.4.- Datos climatológicos y vientos dominantes en España

Ciudades	Condiciones normales verano		Condiciones normales invierno		Vientos dominantes	
	Temperatura seca	Humedad	Temperatura seca	Días-grado acumulados	(km/h)	
Albacete	35	36	-7	1.377	O	12
Alicante	31	60		338	SE	9
Almería	30	70	5	208	OSO	9
Avila	30	41	-6	2.127	NO	11
Badajoz	38	47	-1	767	NO	7
Barcelona	31	68	2	656	S	8
Bilbao	30	71	0	820		
Burgos	30	42	-6	2.048	SO	8
Cáceres	38	37	-1	1.003	NO	
Cádiz	32	55	2	227	SE	20
Castellón	29	60	4	452	NO	3
Ciudad Real	37	56	-4	1.312	SO	4
Córdoba	38	33	-1	662	SO	5
Coruña	23	63	2	827	SO	18
Cuenca	33	52	-7	828	O	
Gerona	33	58	-3	939	S	5
Granada	36	49	-2	1.042	O	4
Guadalajara	34	37	-4	1.469		
Huelva	31	57	1	402	SO	
Huesca	31	72	-5	1.350	calma	
Jaén	36	35	0	830	SO	5
Las Palmas	24	66	15	0	NE	9
León	28	45	-6	2.143	NO	8
Lérida	33	50	-5	1.226		
Logroño	33	59	-3	1.405	NO	
Lugo	26	67	-2	1.771	NE	12
Madrid	34	42	-3	1.405	NE	10
Málaga	28	60	13	248	S	7
Murcia	36	59	-1	432	SO	
Orense			-3	967		
Oviedo	26	70	-2	1.200	NE	
Palencia	30	45	-6	1.781	NE	
Palma	28	63	4	527	varia	9
Pamplona	32	51	-5	1.535	N	8
Pontevedra	27	62	0	871	N	12
Salamanca	34	46	-7	1.662	O	
Santander	25	74	2	724	O	20
San Sebastian	22	76	-1	913	S	17
Santa Cruz de Tenerife	22	55	15	0	N	18
Segovia	33	35	-6	1.866	O	
Sevilla	40	43	1	438	SO	
Soria	29	45	-7	1.978	varia	15
Tarragona	26	68	1	626	S	5
Teruel	32		-8	1.802		
Toledo	34	34	-4	158	E	5
Valencia	32	68	0	516	O	10
Valladolid	33	45	-5	1.709	SO	10
Vitoria	26	70	-4	1.560	NE	
Zamora	32	65	-6	1.501	O	11
Zaragoza	34	57	-3	1.151	NO	15

II.- FUNDAMENTOS AERODINAMICOS DE LAS MAQUINAS EOLICAS

El viento está compuesto por partículas de aire en movimiento; cuando la masa de aire esté conformada por filetes yuxtapuestos, perfectamente individualizados, se dice que el movimiento del mismo es laminar, mientras que si los filetes de aire se entrecruzan y no conservan su individualidad, se dice que el movimiento es turbulento; éste es el caso más general que acontece en el viento. Si en cada punto de una masa de aire en movimiento turbulento se miden las velocidades instantáneas, se observa que estas varían en magnitud y en dirección sin ninguna regularidad, pero no suelen apartarse mucho de un valor medio. Los movimientos desordenados del aire a nivel macroscópico se llaman turbulencias, que pueden influir en masas de aire importantes. Cuando el viento se encuentra con un obstáculo, su movimiento empieza a ser perturbado y a hacerse irregular a una cierta distancia del mismo.

II.1.- FUERZAS SOBRE UN PERFIL

Un objeto situado en el seno de una corriente de aire presenta una resistencia al avance, deformando los filetes fluidos; ésto depende de la forma del objeto y de su posición con relación a la dirección del viento, Fig II.1.

Al estudiar los efectos de la resistencia del aire sobre una placa plana, se observa que la resultante \vec{R} de las fuerzas aplicadas a la placa es un vector cuyo punto de aplicación es su centro aerodinámico, {centro de empuje}, siendo su dirección perpendicular a la placa, su sentido el del viento, y su intensidad proporcional a la superficie S expuesta y al cuadrado de la velocidad del viento v , en la forma:

$$R = C_w \frac{S v^2}{2} = k S v^2$$

en la que k es un coeficiente que depende del ángulo de incidencia, de las unidades elegidas y de la turbulencia del movimiento; C_w es un coeficiente de resistencia (penetración), ρ es la densidad del

aire y S la sección frontal del perfil.

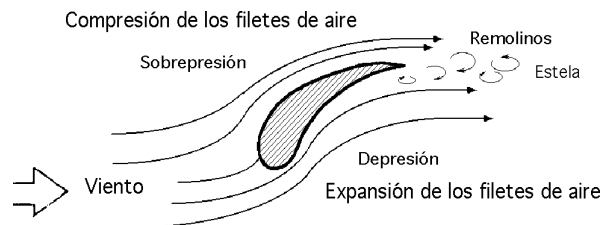


Fig II.1.- Perfil situado en el seno de una corriente fluida

Si el ángulo que forma el plano de la placa con la dirección del viento es grande, existe una sobrepresión en la parte delantera de la placa y una depresión en su parte posterior de carácter turbillonario, Fig II.2; si el ángulo de incidencia es pequeño, la sobrepresión aparece en la parte inferior de la placa y la depresión por encima, por lo que aparece una fuerza que tiende a elevarla, Fig II.3, conocida como fuerza de sustentación o de elevación.

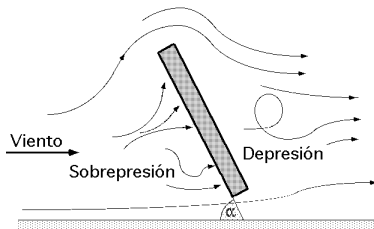


Fig II.2

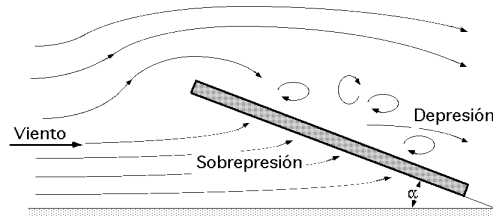


Fig II.3

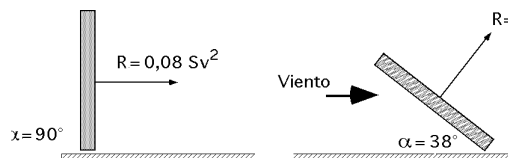


Fig II.4

En la Fig II.4 se representa un perfil placa plana con dos tipos de inclinación; se indican los valores de \bar{R} observándose que, contra más pequeño sea el ángulo de inclinación, la resultante \bar{R} será mayor. Para perfiles planos (fijos) de longitud L paralelos a la velocidad v del viento, el valor del nº de Reynolds es:

$$Re = \frac{v L}{\nu}$$

Régimen laminar, $C_w = \frac{1,328}{\sqrt{Re}} ; Re < 10^5$

El valor de C_w viene dado por,

Régimen turbulento,

$$C_w = \frac{0,074}{Re^{1/5}} ; 10^5 < Re < 10^7$$

$$C_w = \frac{0,455}{(\log Re)^{-2,58}} ; Re > 10^7$$

Para otros perfiles no planos con su eje de simetría paralelo a la dirección del viento, se indica en la Fig II.5 el valor del coeficiente C_w .

Para un perfil diseñado en forma aerodinámica se definen dos zonas que son:

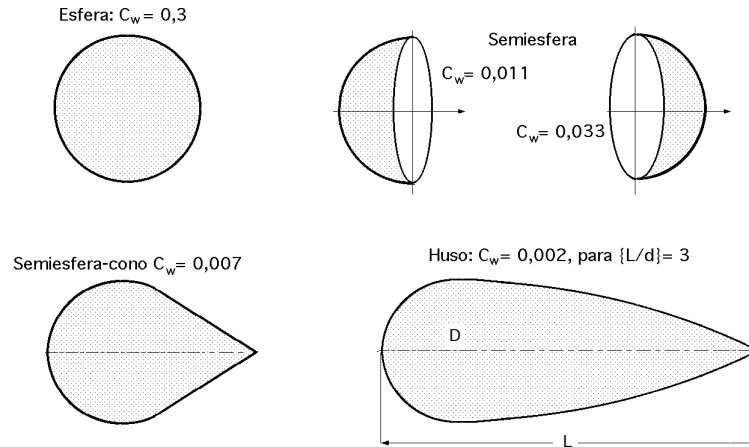


Fig II.5.- Coeficiente k para algunos perfiles semiesféricos

- a) El extradós, que es la parte del perfil en donde los filetes de aire están en depresión
b) El intradós, que es la parte del perfil en donde los filetes de aire están en sobrepresión.

Si la placa no está perfilada convenientemente, las turbulencias originadas sobre el extradós disminuyen la energía cinética del aire. Si se permite que la placa se desplace bajo el efecto de la fuerza ejercida por el viento, producirá un cierto trabajo recuperable en forma de energía mecánica; contra menor sea la turbulencia, mayor será este trabajo.

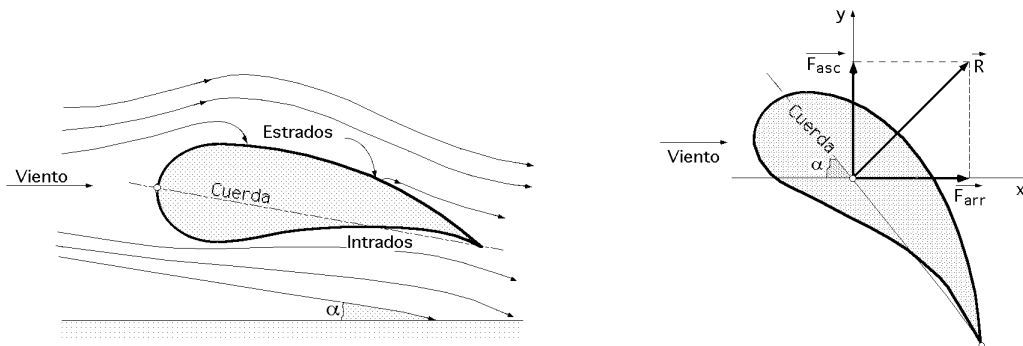


Fig II.6.- Coeficientes de arrastre y ascensional

FUERZAS DE ARRASTRE Y ASCENSIONAL EN PERFILES FIJOS

La componente de \vec{R} en la dirección del viento es la fuerza de arrastre \vec{F}_{arr} , mientras que la componente de \vec{R} perpendicular a la fuerza de arrastre es la fuerza ascensional \vec{F}_{asc} :

$$F_{arr} = R \sin \alpha = k_x S v^2$$

$$F_{asc} = R \cos \alpha = k_y S v^2$$

La fuerza \vec{R} es siempre normal a la cuerda del perfil, que es al mismo tiempo su longitud característica; el empuje ascensional aumenta a medida que α disminuye.

La cuerda se considera desde el borde de ataque del perfil, al borde de salida posterior.

Si la forma del perfil no es plana, se puede descomponer \vec{R} en función de dos tipos de coeficien-

tes k_x de arrastre, y k_y ascensional, siendo el eje x paralelo a la dirección del viento, Fig II.6.

POLAR DE UN PERFIL.- Se define la *esbeltez de un perfil*, para un valor dado de C_x , como la rela-

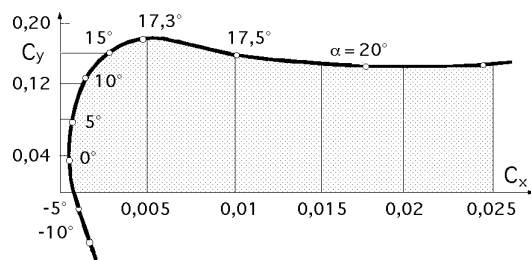


Fig II.7.- Polar de un perfil

ción entre los coeficientes k_y y k_x , en la forma:

$$\text{Esbeltez, } f = \frac{k_y}{k_x} = \frac{C_y}{C_x} = \frac{1}{\tan \alpha}$$

La curva, $C_y = f(C_x)$, Fig II.7, se denomina *polar del perfil* y se determina haciendo mediciones de los valores de F_{arr} y F_{asc} , mediante una balanza de torsión y túnel de viento, para diversos valores del

ángulo de ataque α .

II.2.- ACCION DEL VIENTO SOBRE EL PERFIL. POTENCIA UTIL Y RENDIMIENTO

PALAS PERFILADAS.- El elemento básico de una aeroturbina es el rotor, que está formado por una o varias hélices o palas, (su teoría de cálculo elemental es análoga a la de las hélices de avión). En el rotor están situadas las palas, cuyo número es variable según los casos; cada pala tiene un perfil que tiene forma aerodinámica; éstos perfiles tienen un extremo romo, que es el borde de ataque mientras que el otro extremo, de forma afilada, es el borde de salida.

Los perfiles tienen distintos nombres según su geometría. Se denominan biconvexos si el intradós y el extradós son convexos y plano-convexos si tienen el extradós convexo y el intradós plano y de doble curvatura si el intradós y el extradós son cóncavos.

En general, los tipos de perfiles utilizados en las máquinas eólicas rápidas son de la serie NACA (National Advisory Committee of Aeronautics), y vienen determinados por un conjunto de cifras que definen su geometría.

NOMENCLATURA DE PERFILES NACA-4 CIFRAS

- La primera cifra tiene un significado geométrico, e indica la máxima flecha de la línea media de la cuerda en %, proporcionando la máxima curvatura.

- La segunda cifra tiene un significado geométrico, e indica su posición, es decir, la distancia desde el borde de ataque hasta la posición de la máxima flecha de la línea media o máxima curvatura

- Las dos últimas cifras indican el espesor relativo máximo en % respecto a la cuerda.

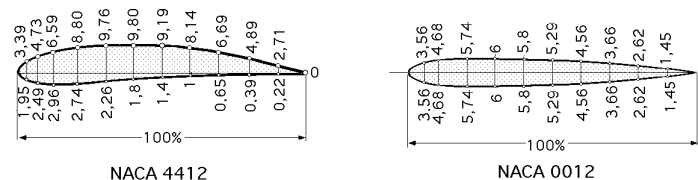


Fig II.8.- Perfiles NACA

El perfil se obtiene mediante dos parábolas tangentes en el punto de máxima línea media

Ejemplo: El perfil NACA2415, tiene un 2% de altura máxima de la línea media, situada a un 40% del borde de ataque, con un espesor relativo del 15%.

Los perfiles NACA44XX tienen el intradós con parte convexa, por lo que son de construcción más compleja y al igual que los anteriores; el XX indica el máximo espesor del perfil.

NOMENCLATURA DE PERFILES NACA-5 CIFRAS

- La primera cifra indica el valor del coeficiente de sustentación ideal de la curvatura del perfil, multiplicado por 20 y dividido por 3.

- Las dos cifras siguientes indican el doble de la posición de la flecha máxima de la línea media (curvatura) en % de la cuerda

- Las dos últimas cifras indican el espesor relativo máximo de la cuerda en %, igual al del perfil NACA de 4 cifras

El perfil se obtiene mediante una parábola cúbica conectada a una línea recta que llega hasta el borde de salida.

La serie 230XX muy utilizada en rotores de aeroturbinas se corresponde con perfiles simétricos biconvexos, indicando la relación XX el espesor máximo.

Modificaciones a los perfiles NACA de 4 y 5 cifras.- Se pueden añadir dos cifras más a la nomenclatura básica de 4 ó 5 cifras, cuyo significado es el siguiente:

La primera indica el radio de curvatura de la distribución de espesores en el borde de ataque con una escala entre 0 y 8, tal que el nº 6 indica perfil no modificado

La segunda cifra indica la posición de máximo espesor en décimas de cuerda, no estando localizado en el 30%.

Existen otros tipos de perfiles como los de la serie NASA (antecedora de la NACA), Göttinger, Clark, etc, que incluyen en su nomenclatura no sólo características geométricas, sino también su comportamiento aerodinámico.

ANGULOS DE LA CUERDA.- La pala de una hélice de un aerogenerador eólico es una pala perfilada que transforma la energía cinética del viento en energía mecánica de rotación. Las fuerzas que actúan sobre un elemento de longitud de pala dx en rotación, se obtienen estudiando la acción del viento relativo que recibe la pala de velocidad \vec{c} (viento aparente o estela), que se puede considerar suma del viento real de velocidad \vec{v} , y de un viento originado por el movimiento de rotación de la pala, de velocidad \vec{u} , Fig II.9.

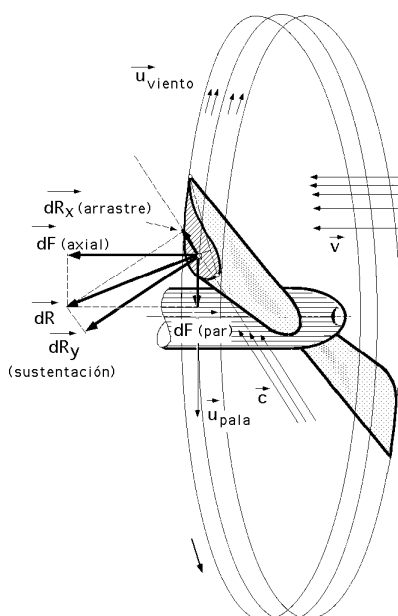


Fig II.9.- Fuerzas que actúan sobre un elemento de pala en rotación

resumen suma del viento real de velocidad \vec{v} , y de un viento originado por el movimiento de rotación de la pala, de velocidad \vec{u} , Fig II.9.

Si se trata de una hélice de avión (propulsiva), como el viento incidente es un viento relativo debido al desplazamiento del avión, existe una diferencia en la posición de la pala respecto a la del aerogenerador, como se indica en la Fig II.10, en la que:

es el ángulo que forma una cuerda cualquiera del perfil con el plano de rotación; es el ángulo de calaje o de inclinación (cuerda/u)

es el ángulo que forma la cuerda del perfil con la velocidad aparente del viento \vec{c} , (ángulo de incidencia o de ataque)

es el ángulo que forma el plano de rotación con la dirección aparente del viento que pasa por el borde de ataque; se conoce como ángulo

aparente del viento.

= - , para una hélice de aerogenerador

= + , para una hélice de avión

Se tiene que,

\vec{u} es la velocidad del viento creada por el desplazamiento (giro) de la pala

\vec{v} es la velocidad del viento real (velocidad nominal)

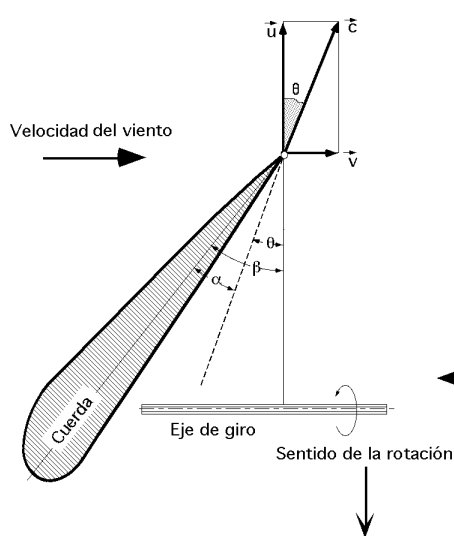


Fig II.10.a.- Pala de hélice de avión

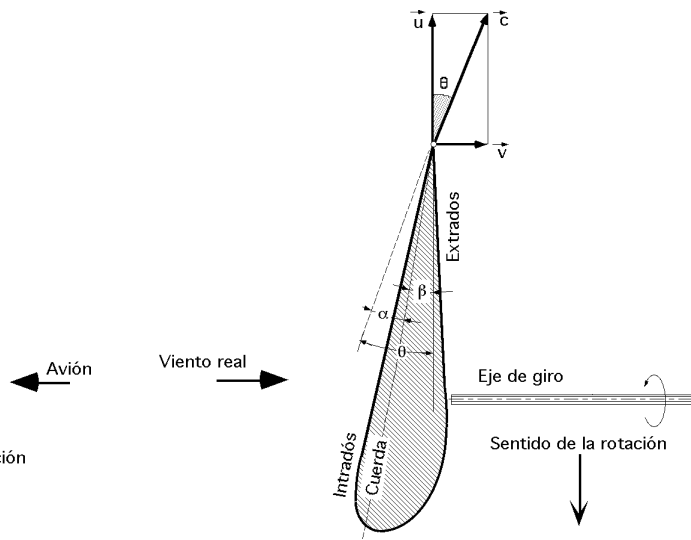


Fig II.10. b.- Pala de hélice de aerogenerador

El *cabeceo* es una medida de la tendencia de un perfil de ala a bajar su borde de ataque en una corriente frontal del viento, dato importante a la hora de diseñar la estructura de las palas, mecanismos de hélices, etc; algunos perfiles son neutros porque no tienen momento de cabeceo.

La pala de un aerogenerador es más sencilla y fácil de construir que la de un avión, ya que es más lisa, presentando al viento una superficie casi plana, mientras que una hélice de avión girando en las mismas condiciones que la hélice de un aerogenerador, no tendría apenas aplicación para la transformación de la energía eólica.

FUERZAS DE ARRASTRE Y ASCENSIONAL EN PERFILES MOVILES.- La fuerza que actúa en el centro aerodinámico de un elemento de pala en rotación, de superficie frontal elemental dS , (proyección del perfil sobre la dirección del viento aparente), viene dada por dR , Fig II.11.

Esta fuerza se puede descomponer a su vez en otras dos, dR_x en la dirección del viento aparente (Fuerza de arrastre), que se corresponde con una degradación de la energía, y dR_y , (Fuerza ascensional o empuje) sobre el elemento de pala considerado.

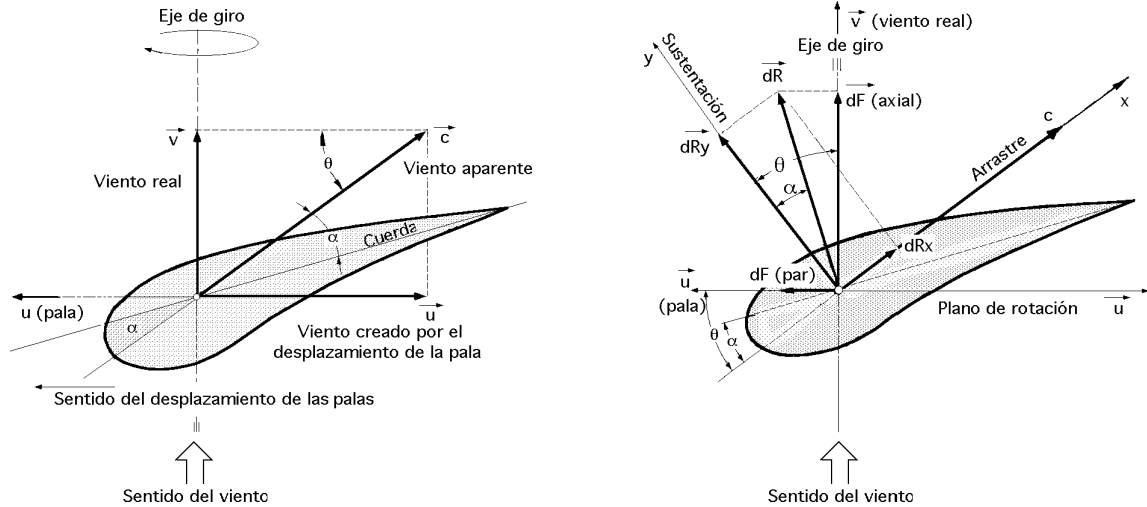


Fig II.11.- a) Velocidades y b) fuerzas que aparecen sobre una pala de aerogenerador

Por lo tanto, para el elemento de pala diferencial en rotación dS , y de acuerdo con la Fig II.11 se puede poner:

$$\text{Fuerza de arrastre, } dR_x = \frac{1}{2} C_x \quad c^2 dS = dF_{arr}$$

$$\text{Fuerza ascensional, } dR_y = \frac{1}{2} C_y \quad c^2 dS = dF_{asc}$$

C_x , es el coeficiente de arrastre y C_y es el coeficiente ascensional, que dependen del tipo de perfil, del ángulo de incidencia y del número de Reynolds.

dS , es el área del elemento diferencial de la pala que se ofrece al viento, de valor, $L dr$, siendo L la longitud característica del perfil, igual a la longitud de su cuerda.

Los coeficientes C_x y C_y vienen relacionados por el coeficiente aerodinámico total C_T , de la forma:

$$C_T^2 = C_x^2 + C_y^2$$

FUERZAS DE PAR Y AXIAL.- Si se proyectan las fuerzas de arrastre o de resistencia dR_x y de empuje ascensional o sustentación dR_y , sobre el plano de rotación, se obtiene una fuerza útil, dF_{par} , (paralela a \vec{u}), que hace girar la hélice, y otra fuerza perpendicular, dF_{axial} , (fuerza de empuje del viento sobre el rotor), que se compensa por la reacción del soporte del eje del rotor de la hélice, de la forma:

$$\begin{aligned} dF_{par} &= dR_y \sin \theta - dR_x \cos \theta = \frac{1}{2} c^2 dS (C_y \sin \theta - C_x \cos \theta) = \\ &= \frac{1}{2} \frac{v^2}{\sin^2 \theta} dS (C_y \sin \theta - C_x \cos \theta) = \frac{v^2}{2} (1 + \cot^2 \theta) dS (C_y \sin \theta - C_x \cos \theta) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} dF_{axial} &= dR_y \cos \theta + dR_x \sin \theta = \frac{1}{2} c^2 dS (C_y \cos \theta + C_x \sin \theta) = \\ &= \frac{1}{2} \frac{v^2}{\sin^2 \theta} dS (C_y \cos \theta + C_x \sin \theta) = \frac{v^2}{2} (1 + \cot^2 \theta) dS (C_y \cos \theta + C_x \sin \theta) \end{aligned}$$

siendo α el ángulo que forma la dirección del viento aparente (relativa), entre los vectores velocidad \vec{u} y \vec{c} . Los valores que intervienen en el cálculo de estos elementos diferenciales son función de las velocidades en cada zona y, por tanto, del ángulo de ataque α , ya que conocido éste, es posible obtener los valores de C_x y C_y en función de él.

Como, $\tan \alpha = \frac{C_x}{C_y} = \frac{dR_x}{dR_y}$, resulta:

$$C_y \cos \alpha + C_x \sin \alpha = C_y \left(\cos \alpha + \frac{C_x}{C_y} \sin \alpha \right) = C_y (\cos \alpha + \tan \alpha \sin \alpha) = C_y \frac{\cos (\alpha - \alpha)}{\cos \alpha}$$

obteniéndose:

$$dF_{axial} = \frac{1}{2} \rho v^2 dS C_y \frac{\cos (\alpha - \alpha)}{\sin^2 \alpha \cos \alpha}$$

$$dF_{par} = \frac{1}{2} \rho v^2 dS C_y \frac{\sin (\alpha - \alpha)}{\sin^2 \alpha \cos \alpha}$$

La fuerza de sustentación aumenta con el ángulo de ataque α hasta un máximo y luego disminuye. Como \vec{u} varía con el radio r , \vec{c} también variará, por lo que el ángulo α deberá variar a lo largo de la pala, y de ahí que éstas se construyan alabeadas.

PAR MOTOR.- Los aerogeneradores eólicos cuyo par motor se obtiene a partir de la fuerza de arrastre F_{arr} , son los aerogeneradores Savonius, Fig II.12, y los Molinos multipala (12 a 24 palas), Fig II.13. El par motor es de la forma:

$$\begin{aligned} dC &= r dF_{arr} = r dR_x = \\ &= \frac{r}{2} C_x \rho c^2 dS = \frac{r}{2} C_x \rho v^2 (1 + \cot^2 \alpha) dS = \frac{r}{2} C_y \rho v^2 \frac{\sin (\alpha - \alpha)}{\sin^2 \alpha \cos \alpha} dS \end{aligned}$$

Los aerogeneradores eólicos en los que el par motor se obtiene a partir de la fuerza de par dF_{par} , son los aerogeneradores Darrieux, Fig II.14, y Hélice, Fig II.15.

$$dC = r dF_{par} = \frac{r}{2} \rho v^2 dS (1 + \cot^2 \alpha) (C_y \sin \alpha - C_x \cos \alpha)$$

RENDIMIENTO AERODINAMICO DE LAS HELICES.- La diferencial de la potencia útil generada por la pala es de la forma:

$$dN_{\text{útil}} = dF_{par} u$$

y la potencia consumida por el viento:

$$dN_{\text{viento}} = dF_{axial} v$$

por lo que se puede definir el rendimiento aerodinámico $(aerod)$ como la relación entre la potencia útil generada por la pala y la consumida por el viento en este efecto, en la forma:

$$aerod = \frac{dF_{par} u}{dF_{axial} v} = \frac{dR_y \sin \alpha - dR_x \cos \alpha}{dR_y \cos \alpha + dR_x \sin \alpha} \frac{u}{v} = \frac{\sin(\alpha - \mu)}{\cos(\alpha - \mu)} \frac{u}{v} = \operatorname{tg}(\alpha - \mu) \frac{u}{v} =$$

$$= \frac{\frac{dR_y}{dR_x} - \cotg \mu}{\frac{dR_y}{dR_x} \cotg \mu + 1} \frac{u}{v} = \frac{1 - \mu \cotg \mu}{1 + \mu \operatorname{tg} \mu} = \frac{f - \cotg \mu}{f + \operatorname{tg} \mu}$$

que depende de la esbeltez f y del TSR

$$f = \frac{1}{\mu} = \frac{dR_y}{dR_x} = \frac{C_y}{C_x} = \frac{1}{\operatorname{tg} \mu}$$

$$TSR = \frac{u}{v} = \cotg \mu = \frac{R w}{v} = \frac{R n}{30 v}$$

siendo la relación TSR de la velocidad periférica (específica) de la pala \vec{u} (Tip-Speed-Ratio), un concepto que sustituye al número específico de revoluciones y se define como el cociente entre la velocidad periférica de la pala \vec{u} y la del viento \vec{v} , sin intervención de velocidades inducidas.

La relación entre la velocidad angular $\vec{\omega}$ para un radio r cualquiera y el ángulo μ , Fig II.11 es:

$$SR = \frac{u}{v} = \cotg \mu = \frac{r w}{v} = \frac{r n}{30 v}$$

siendo SR (Speed-Ratio), en la que r es la distancia del elemento de pala considerado al eje de rotación del aerogenerador; si r disminuye, el ángulo μ aumenta; si μ es constante, el ángulo de incidencia α también aumenta.

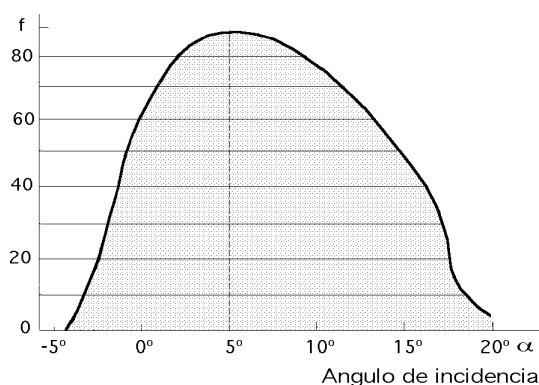


Fig II.16.- Esbeltez de un perfil NACA

también aumenta.

De la expresión del rendimiento de una pala de aerogenerador en función de su esbeltez f y del ángulo aparente del viento μ , se deduce que contra menor sea el valor de μ , (o contra mayor sea el valor de la esbeltez f), tanto mayor será el rendimiento $(aerod)$, obteniéndose para $\mu = 0$, ó $f = \infty$, un rendimiento máximo igual a la unidad, cuestión imposible por el Teorema de Betz que veremos más adelante.

Cuando se construye un aerogenerador hay que elegir una velocidad del viento que sea la más adecuada y a partir de ella intentar obtener el rendimiento máximo; ésta es la velocidad nominal, dependiendo su elección del paraje en donde se vaya a instalar el aparato; una vez fijada se elige el tipo de perfil de la pala y la velocidad de rotación deseada.

Conociendo la velocidad nominal del viento \vec{v} y la velocidad periférica de rotación \vec{u} , se deter-

mina el ángulo aparente del viento que varía a lo largo de la pala según la distancia al eje de rotación de la hélice.

También hay que tener en cuenta que para obtener el $\alpha_{(aerod.máx)}$ el ángulo de incidencia del viento sobre la pala debe tener un valor fijo α_0 a todo lo largo de la misma; para que esto sea así es necesario que el ángulo, $\alpha = \alpha_0$, varíe al mismo tiempo que r .

La pala que tiene un mayor rendimiento aerodinámico es la que tiene forma de barrena en la que el ángulo α es muy importante al principio y lo es menos en la extremidad de la pala.

Una pala en forma de barrena es cara y difícil de construir, por lo que generalmente se utilizan palas de perfil constante o palas rectangulares, en las que, la pérdida de rendimiento respecto a las más sofisticadas, es pequeña.

POTENCIA MAXIMA.- Para hallar la potencia maximal se puede partir de la expresión de la potencia útil de la forma:

$$\begin{aligned} dN_{\text{útil}} &= u \, dF_{\text{par}} = u (dR_y \sin \alpha - dR_x \cos \alpha) = \frac{u}{2} \rho c^2 dS (C_y \sin \alpha - C_x \cos \alpha) = \\ &= \frac{u}{2} \rho v^2 dS (\cotg^2 \alpha + 1) (C_y \sin \alpha - C_x \cos \alpha) = \\ &= \frac{v^3 dS}{2} \cotg \alpha (\cotg^2 \alpha + 1) (C_y \sin \alpha - C_x \cos \alpha) \end{aligned}$$

que en la práctica se simplifica considerando que el valor de, $\alpha < 20^\circ$, es decir:

$$\sin \alpha \approx \alpha; \quad \cos \alpha \approx 1; \quad \cotg \alpha \approx \frac{1}{\alpha}$$

quedando la expresión de $dN_{\text{útil}}$ en la forma:

$$\begin{aligned} dN_{\text{útil}} &= \frac{v^3 dS}{2} \frac{1}{\alpha} (\cotg^2 \alpha + 1) (C_y \sin \alpha - C_x) = \\ &= \frac{v^3 dS}{2} \{C_y (\cotg^2 \alpha + 1) - C_x \frac{\cotg^2 \alpha + 1}{\alpha}\} = \frac{v^3 dS}{2} \left(\frac{C_y}{\alpha^2} - \frac{C_x}{\alpha^3} \right) = \\ &= \frac{v^3 dS}{2} (C_y \cotg^2 \alpha - C_x \cotg^3 \alpha) \end{aligned}$$

La condición de potencia maximal desarrollada por el viento correspondiente al elemento de superficie de pala dS , se calcula derivando la expresión de la $dN_{\text{útil}}$ respecto de α , obteniéndose:

$$2 C_y \cotg \alpha - 3 C_x \cotg^2 \alpha = 0$$

$$\begin{aligned} \cotg \alpha &= 0 \\ \text{cuyas soluciones son, } 2 C_y &= 3 C_x \cotg \alpha \quad \cotg \alpha = \frac{2 C_y}{3 C_x} = \frac{2 f}{3} = \frac{2}{3} \mu \end{aligned}$$

por lo que:

$$dN_{\text{útil máx}} = \frac{v^3 dS}{2} \left(C_y \frac{4 C_y^2}{9 C_x^2} - C_x \frac{8 C_y^3}{27 C_x^3} \right) = \frac{2 v^3 dS}{27} \frac{C_y^3}{C_x^2}$$

PAR MOTOR MAXIMO.- El par motor dC correspondiente al elemento de superficie de pala dS se ha calculado anteriormente; también se puede hallar como sigue:

$$dN_{\text{útil}} = dC w = dC \frac{n}{30}$$

Despejando dC se tiene:

$$dC = \frac{dN_{\text{útil}}}{w} = \frac{dN_{\text{útil}}}{u} r = \frac{dN_{\text{útil}}}{v \cot g} r = \frac{r v^2 dS}{2} (C_y \cot g - C_x \cot g^2)$$

$$\text{que se anula para, } \cot g = \frac{C_y}{C_x}$$

La condición de par motor máximo se obtiene para el siguiente valor de :

$$C_y = 2 C_x \cot g \quad ; \quad \cot g = \frac{C_y}{2 C_x}$$

y es de la forma:

$$dC_{\text{máx}} = \frac{r v^2 dS}{2} \left(\frac{C_y^2}{2 C_x} - \frac{C_x C_y^2}{4 C_x^2} \right) = \frac{r v^2 dS}{8} \frac{C_y^2}{C_x}$$

VELOCIDAD ANGULAR MAXIMA.- La velocidad angular máxima $w_{\text{máx}}$:

$$w_{\text{máx}} = \left(\frac{dN}{dC} \right)_{\text{máx}} = \frac{\frac{2 v^3 dS}{27} \frac{C_y^3}{C_x^2}}{\frac{r v^2 dS}{8} \frac{C_y^2}{C_x}} = \frac{16}{27} \frac{v}{r} \frac{C_y}{C_x}$$

En los aerogeneradores de eje horizontal, para obtener una velocidad angular \tilde{w} uniforme, es necesario que tanto la velocidad \tilde{v} del viento, como su dirección, permanezcan constantes respecto a la pala.

La relación $\frac{u}{v} = \cot g$, suele variar entre 0, 2 y 10 lo que permite hacer la siguiente clasificación de maquinaria eólica de eje horizontal según su {TSR}:

Para grandes molinos $u/v < 1$

Para aerogeneradores de palas múltiples..... $u/v \approx 3$

Para aerogeneradores rápidos de hélice..... $u/v \approx 10$

II.3.- MODELO TEORICO DE BETZ

Vamos a suponer que la energía eólica se puede recuperar y transformar mediante un aerogenerador de hélice (dato éste no estrictamente necesario, por cuanto la demostración es válida para

cualquier otro medio de transformación).

La hélice se supone inmersa en una corriente de aire de velocidad \vec{v} que, aguas abajo posee velocidad no nula \vec{v}_2 , lo que permite asegurar que no es posible la transformación y recuperación de toda la energía del viento en otra forma de energía.

Se supondrá que aguas arriba de la hélice, el aire que circula por el tubo de corriente indicado en la Fig II.17, posee una velocidad \vec{v}_1 en la sección transversal ficticia A_1 , que es la velocidad del viento sin perturbar, mientras que la velocidad \vec{v}_2 se corresponde con otra sección transversal ficticia A_2 aguas abajo de la zona en que se encuentra la hélice.

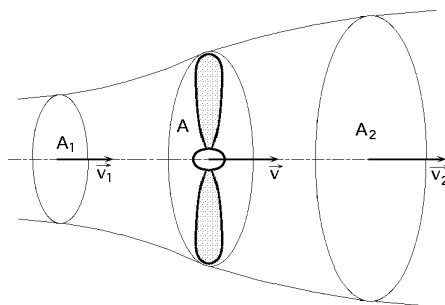


Fig II.17.- Modelo de Betz

En el plano que contiene la hélice, la sección transversal batida por la misma sería un disco imaginario de sección A , siendo \vec{v} la velocidad útil del viento en la misma.

La hélice se supone como un disco de diámetro d que capta la energía del aire en movimiento que llega a él.

Si el disco fuese capaz de captar toda la energía cinética del viento, aguas abajo del mismo el aire estaría en reposo y, por lo tanto, la velocidad sería, $v_2 = 0$.

Suponiendo que el gasto másico G de aire que circula por el tubo es constante, se puede poner,

$$G = A_1 v_1 = A_2 v_2 = A v$$

La variación de la energía cinética del viento en la unidad de tiempo es de la forma:

$$E_{\text{cinética}} = E_{c1} - E_{c2} = \frac{G}{2} (v_1^2 - v_2^2) = \frac{A v}{2} (v_1^2 - v_2^2)$$

La fuerza F ejercida por el viento en la unidad de tiempo, $t=1$, sobre el área ficticia A barrida por la hélice, es igual a la variación de la cantidad de movimiento del aire que la atraviesa; el trabajo generado por esta fuerza F en la unidad de tiempo, es la potencia $N_{\text{útil}}$ de la forma,

$$N_{\text{útil}} = F v = \left| F = \frac{G}{t} v = A v (v_1 - v_2) \right| = A v^2 (v_1 - v_2)$$

que es igual a la variación de energía cinética del aire, en el mismo tiempo, pudiéndose poner:

$$N_{\text{útil}} = A v^2 (v_1 - v_2) = \frac{A v}{2} (v_1^2 - v_2^2) \quad v = \frac{v_1 + v_2}{2}$$

Si se hace el cambio, $v_2 = b v_1$, con, $0 < b < 1$, resulta:

$$N_{\text{útil}} = \frac{A (v_1 + v_2)}{4} (v_1^2 - v_2^2) = \frac{A v_1^3}{4} (1 + b) (1 - b^2)$$

El máximo valor de $N_{\text{útil}}$ se obtiene haciendo, $\frac{dN_{\text{útil}}}{db} = 0$, resultando:

$$(1 - b^2) + (1 + b) (-2b) = 0 \quad ; \quad (1 + b) (1 - 3b) = 0$$

$b = -1$, que no cumple con la condición, $0 < b < 1$

cuyas soluciones son, $b = \frac{1}{3} = \frac{v_2}{v_1} \quad ; \quad v_1 = 3 v_2$

que permite hallar la potencia máxima suministrada por el rotor, de valor:

$$N_{\text{útil máx}} = \frac{A v_1^3}{4} \left(1 + \frac{1}{3}\right) \left(1 - \frac{1}{9}\right) = \frac{8}{27} A v_1^3 = 0,37 A v_1^3$$

que se conoce como *ecuación de Betz*, y en la que se ha tomado como densidad media del aire, $= 1,25 \text{ kg/m}^3$, ya que en invierno ésta viene a ser del orden de 1,33 y en verano de 1,15.

De todo esto se deduce que la potencia máxima teórica es proporcional al diámetro D de la hélice y al cubo de la velocidad nominal del viento v_1 .

Como la potencia del viento aguas arriba de la hélice, viene dada por la expresión:

$$N_{\text{disponible viento}} = \frac{A v_1^3}{2} = 0,625 A v_1^3$$

el rendimiento maximal aerodinámico (o factor de potencia maximal), será:

$$_{\text{maximal}} = \frac{N_{\text{útil máxima}}}{N_{\text{viento}}} = \frac{16}{27} = 0,595 = 59,5\%$$

que es el límite teórico o coeficiente de Betz, resultado que ninguna máquina eólica, por muy sofisticada que sea, puede superar.

Consideraciones prácticas.- La ecuación de Betz proporciona el límite superior de las posibilidades de un aerogenerador, pero en sí es poco fina, pues no tiene en cuenta una serie de factores como:

La resistencia aerodinámica de las palas

La pérdida de energía por la estela generada en la rotación

La compresibilidad del fluido

La interferencia de las palas

El rendimiento práctico depende del tipo de rotor, por lo que multiplicando la expresión anterior de la potencia máxima teórica por un coeficiente del rendimiento teórico máximo, que compendia los factores anteriores, y que está comprendido en el intervalo, $0,30 \div 0,80$, se obtiene:

$$N_{\text{máxima real}} = (0,11 \div 0,30) A v_1^3$$

En realidad habrá que tener en cuenta además el rendimiento de los diversos mecanismos que componen el aerogenerador, por lo que considerando el siguiente balance del mismo para los distintos componentes:

<i>Rendimiento de Betz</i>	<i>59,3%</i>
<i>Rendimiento de la hélice.....</i>	<i>85%</i>
<i>Rendimiento del multiplicador.....</i>	<i>98%</i>
<i>Rendimiento del alternador.....</i>	<i>95%</i>
<i>Rendimiento del transformador.....</i>	<i>98%</i>

se obtiene un rendimiento global de la instalación del orden del 46%.

En la práctica el rendimiento del aerogenerador será aún menor, por lo que se puede aceptar como un valor bastante razonable para la potencia del mismo, la siguiente expresión:

$$N_{\text{útil}} = (0,11 \div 0,17) A v_1^3$$

II.4.- ROTOR MULTIPALA

FUERZA AXIAL SOBRE UNA PALA..- Si la hélice tiene Z palas, siendo L la longitud de la cuerda del perfil y t el paso tangencial de las palas, la fuerza axial que se ejerce sobre un elemento de palas:

$$dF_{\text{axial}} = \frac{1}{2} \frac{C_y v^2 \cos \left(\frac{\pi}{2} - \alpha \right) L dr}{\cos \alpha \sin^2 \alpha}$$

FUERZA AXIAL TOTAL.- La fuerza $dF_{\text{axial total}}$, para Z palas es:

$$dF_{\text{axial total}} = Z dF_{\text{axial}} = \frac{Z}{2} \frac{C_y v^2 \cos \left(\frac{\pi}{2} - \alpha \right) L dr}{\cos \alpha \sin^2 \alpha}$$

Por otro lado, si se supone que, $v_2 = 0$, (aprovechamiento total del viento) se tendría, $v = \frac{v_1}{2}$, por lo que el valor de la fuerza F_{total} en la dirección del eje del aerogenerador es:

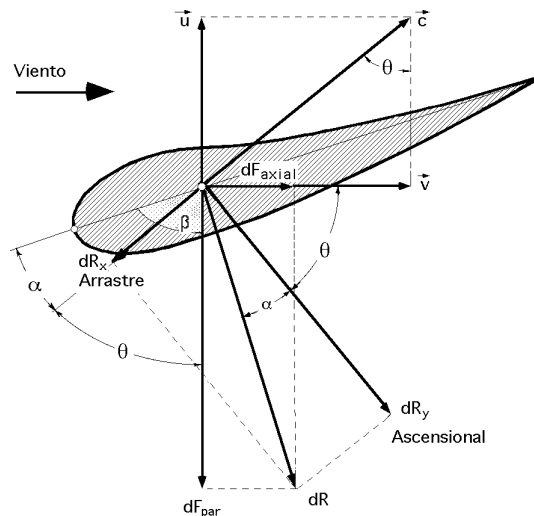


Fig II.18.- Fuerzas sobre un perfil

$$dF_{\text{axial total}} = dA v (v_1 - v_2) = 2 dA v^2 = \left| dA = 2 r dr \right| = 4 v^2 r dr$$

Igualando las dos expresiones de $F_{\text{axial total}}$ se obtiene:

$$\frac{Z}{2} \frac{C_y v^2 \cos(\theta - \alpha) L dr}{\cos \theta \sin^2 \theta} = 4 v^2 r dr \quad \frac{Z L C_y}{2 r} = \frac{4 \cos \theta \sin^2 \theta}{\cos(\theta - \alpha)}$$

Conocida la relación entre el paso tangencial t y el número de palas Z , se obtiene:

$$Z = \frac{2 r}{t} \quad ; \quad \frac{Z}{2 r} = \frac{1}{t} \quad ; \quad \frac{L C_y}{t} = 4 \frac{\cos \theta \sin^2 \theta}{\cos(\theta - \alpha)}$$

que es la relación que debe existir entre el ángulo de incidencia del viento θ y el del movimiento relativo α del mismo a la salida, en función de la longitud de la cuerda L , del paso t , y del coeficiente de sustentación C_y .

II.5.- CALCULO DE LA FUERZA DE PAR Y DEL PAR MOTOR

La fuerza de par, dF_{par} es de la forma:

$$dF_{\text{par}} = dR \sin(\theta - \alpha) = dF_{\text{axial}} \operatorname{tg}(\theta - \alpha) = \frac{1}{2} \frac{C_y v^2 \sin(\theta - \alpha) L dr}{\cos \theta \sin^2 \theta}$$

El viento llega axialmente a las palas, pero sabemos adquiere una componente tangencial \vec{u} , que es igual a la entrada y a la salida de las mismas

El viento aparente a la entrada de las palas tiene una velocidad \vec{c}_1 , y el viento aparente a la salida de las mismas tiene una velocidad \vec{c}_2 , conformando sobre los triángulos de velocidades, Fig II.19, una componente para la velocidad aparente de la forma:

$$c = c_1 - c_2 = 2 u a = 2 w r a$$

en la que \tilde{w} es la velocidad angular de la hélice, r es la distancia de la sección dS considerada al eje de giro y a es una variable a determinar, que depende de r , v , w y θ .

Si aplicamos el Teorema de la Cantidad de movimiento a la sección anular barrida por la hélice, de anchura dr , y que es atravesada por el viento en el tiempo unidad, se puede poner:

$$dR \cdot t = dG (c_1 - c_2), \text{ con, } t = 1$$

$$dR = (2 \pi r dr \cdot v) (2 w a r) = 4 \pi a w v r^2 dr$$

El momento dC aplicado al elemento de superficie dS se obtiene multiplicando dR por su distancia r al eje de giro:

$$dC = 4 \pi a w v r^3 dr$$

La expresión de dC , para Z palas, quedará en la forma:

$$dC = r Z dF_{\text{par}} = 4 \pi a w v r^3 dr = \frac{Z}{2} \frac{C_y r v^2 \sin(\theta - \alpha) L dr}{\cos \alpha \sin^2 \theta}$$

deduciéndose:

$$\frac{Z C_y v L}{2} \frac{\sin(\theta - \alpha)}{\cos \alpha \sin^2 \theta} = 4 \pi a w r^2 = \left| Z = \frac{2 \pi r}{t} ; r = \frac{Z t}{2} \right| = 4 \pi a w r \frac{t Z}{2}$$

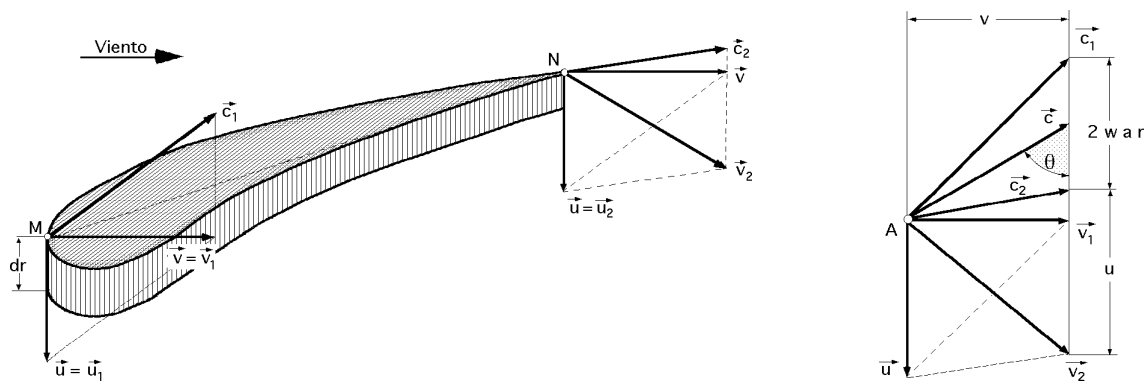


Fig II.19.- Triángulos de velocidades a la entrada y salida del perfil

en la que se ha tenido en cuenta la relación entre el radio r el paso t de las palas y su número Z , obteniéndose:

$$\frac{L C_y}{t} = \frac{4 \pi a w r}{v} \frac{\cos \alpha \sin^2 \theta}{\sin(\theta - \alpha)}$$

Igualando las expresiones encontradas para $\frac{L C_y}{t}$ se llega a:

$$\frac{4 \pi a w r}{v} \frac{\cos \alpha \sin^2 \theta}{\sin(\theta - \alpha)} = 4 \frac{\cos \alpha \sin^2 \theta}{\sin(\theta - \alpha)} \quad \frac{r w}{v} = \frac{\tan(\theta - \alpha)}{a} = SR$$

Teniendo en cuenta los triángulos de velocidades a la entrada, a la salida y en el centro de sus-

tentación de la pala, Fig II.19, se encuentra el valor de a :

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{v}{w r - w a r} = \frac{v}{w r (1 - a)} \quad ; \quad a = 1 - \frac{v}{w r \operatorname{tg} \alpha}$$

que sustituida en la anterior permite obtener:

$$\frac{r w}{v} = \frac{\operatorname{tg}(\alpha - \beta)}{1 - \frac{v}{w r \operatorname{tg} \alpha}}$$

deduciéndose una relación entre la velocidad del viento \vec{v} y la velocidad periférica de las palas \vec{u} , en función de los ángulos α y β , de la forma:

$$v \{ \operatorname{tg} \alpha - \operatorname{tg}(\alpha - \beta) + 1 \} = w r \operatorname{tg} \alpha = \frac{n}{30} r \operatorname{tg} \alpha \quad ; \quad \frac{v}{r w} = \frac{v}{u} = \frac{\operatorname{tg} \alpha}{\operatorname{tg} \alpha - \operatorname{tg}(\alpha - \beta) + 1} = \frac{1}{SR}$$

Representación gráfica

La representación gráfica de las ecuaciones,

$$\frac{C_y L}{t} = f(\alpha) \quad ; \quad \frac{u}{v} = \frac{v}{r w} = SR$$

se presenta en las Fig II.20.a.b, para diversos valores de β en el intervalo, $0^\circ < \beta < 60^\circ$, y para valores de α correspondientes a $\alpha = 1^\circ$ y $\alpha = 6^\circ$, tal como se indica en la Tabla II.1, en la que se observa que en el intervalo de valores de α comprendidos entre 0° y 6° , el valor de $\frac{v}{r w} = \frac{1}{SR}$ pasa por un un máximo para valores de α del orden de 40 a 45° , Fig II.20-b.

Tabla II.1.- Valores de $f(\alpha)$

	$\alpha = 1^\circ$				$\alpha = 6^\circ$			
	0	20	40	60	0	20	40	60
$\frac{4 \operatorname{sen}^2 \alpha \cos \beta}{\cos(\alpha + \beta)}$	0	0,5	2,2	6,16	0	0,52	2,36	7,33
$\frac{\operatorname{tg} \alpha}{1 + \operatorname{tg} \alpha - \operatorname{tg}(\alpha + \beta)}$	0	0,36	0,48	0,4	0	0,31	0,45	0,35

Si se fija la velocidad angular \tilde{w} , el flujo de aire se hace maximal cuando $\frac{C_y L}{t}$ alcance valores comprendidos entre, 2,5 y 3, que son valores demasiado elevados, lo que implica riesgo de desprendimiento de la pala y la consiguiente destrucción del aparato.

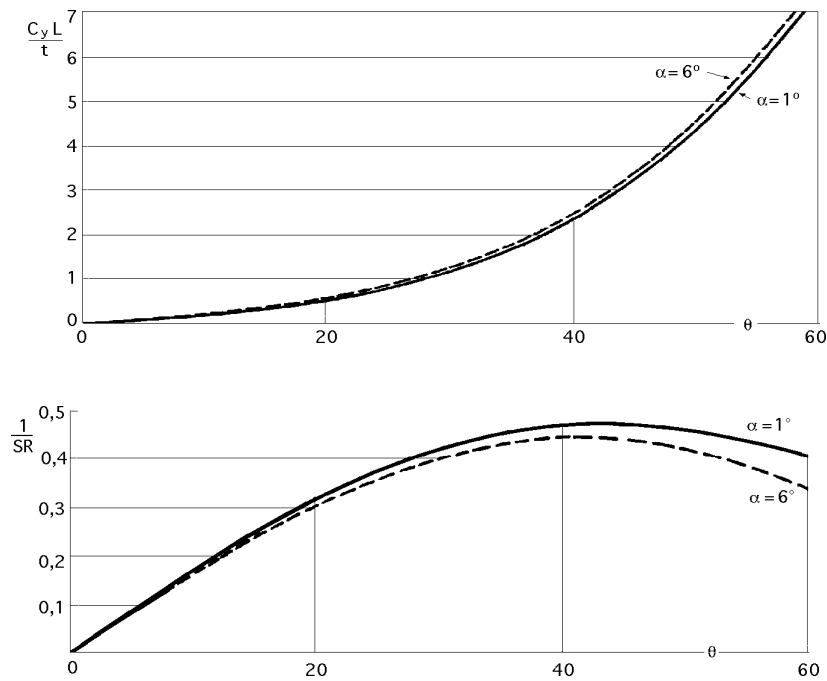


Fig II.20.a.b

II.6.- TEORIA TURBILLONARIA DE HELICES EOLICAS

En lo anteriormente visto, las pérdidas de energía que se han considerado son mínimas, ya que se han despreciado algunos efectos importantes como son la pérdida de potencia por el giro de la estela, la interferencia de las palas, la resistencia aerodinámica de las mismas, la compresibilidad del aire, etc. En la teoría de la pala no se han considerado velocidades inducidas, ni la rotación de la estela, defectos que se subsanan en la teoría turbillonaria; la velocidad del aire aguas arriba del rotor es, como sabemos v_1 , y al llegar al rotor se modifica de forma que su valor es v_1 menos una velocidad inducida axial que llamamos, $v_{ind} = k v_1$; en consecuencia, se puede considerar que la velocidad del viento en el rotor es de la forma, $v_1 (1 - k)$, Fig II.21.

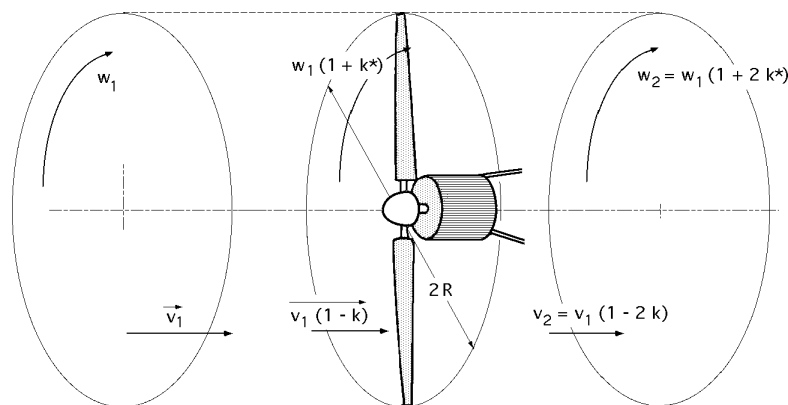


Fig II.21

De igual manera, a la estela se la puede suponer que aguas arriba del rotor gira con una velocidad angular w_1 ; al llegar al rotor el valor de w_1 se verá afectado por una velocidad inducida de rotación de la forma, $k^* w_1$, por lo que se puede considerar que la velocidad angular de la estela en el

rotor es de la forma, $w_1 (1 + k^*)$.

Aguas abajo del rotor, la velocidad axial de salida del viento es:

$$v_2 = v_1 (1 - 2k)$$

y la velocidad angular de la estela:

$$w_2 = w_1 (1 + 2k^*)$$

Aplicando el Teorema de la cantidad de movimiento y del momento cinético al elemento diferencial de espesor dr , a la distancia r del eje de giro, se obtiene:

$$\begin{aligned} dF_{\text{axial total}} &= dA v (v_1 - v_2) = \left| \begin{array}{l} v = v_1 (1 - k) \\ v_2 = v_1 (1 - 2k) \end{array} \right| = \\ &= (2 r dr) v_1 (1 - k) \{v_1 - v_1 (1 - 2k)\} = 4 k r dr v_1^2 (1 - k) \\ dC &= 2 r dr v r (u_2 - u_1) = \left| \begin{array}{l} u_2 = r w_2 \\ u_1 = r w_1 \end{array} \right| = 2 r^3 dr v (w_2 - w_1) = \\ &= 2 r^3 dr v_1 (1 - k) \{w_1 (1 + 2k^*) - w_1\} = 4 r^3 dr v_1 (1 - k) w_1 k^* \end{aligned}$$

Teniendo en cuenta que la fuerza $dF_{\text{axial total}}$ para Z palas, deducida anteriormente es:

$$\begin{aligned} dF_{\text{axial total}} &= \frac{Z}{2} \frac{C_y v^2 \cos(\alpha) L dr}{\cos \alpha \sin^2 \alpha} = \left| v = v_1 (1 - k) \right| = \\ &= Z \frac{C_y v_1^2 (1 - k)^2 \cos(\alpha) L dr}{2 \cos \alpha \sin^2 \alpha} \end{aligned}$$

En la misma forma, la fuerza de par dF_{par} , hemos demostrado vale:

$$dF_{\text{par}} = \frac{C_y v^2 \sin(\alpha) L dr}{2 \cos \alpha \sin^2 \alpha} = \left| v = v_1 (1 - k) \right| = \frac{C_y v_1^2 (1 - k)^2 \sin(\alpha) L dr}{2 \cos \alpha \sin^2 \alpha}$$

La fuerza $dF_{\text{par total}}$ para Z palas es:

$$dC = dF_{\text{par}} r = \frac{Z C_y v_1^2 (1 - k)^2 \sin(\alpha) L dr}{2 \cos \alpha \sin^2 \alpha} r$$

y el par motor:

$$dC = dF_{\text{par}} r = \frac{Z C_y v_1^2 (1 - k)^2 \sin(\alpha) L dr}{2 \cos \alpha \sin^2 \alpha} r$$

Igualando las dos expresiones de $dF_{\text{total axial}}$ se obtiene:

$$4 \int k r dr v_1^2 (1 - k) = Z \frac{C_y v_1^2 (1 - k)^2 \cos(\alpha - \beta) L dr}{2 \cos \alpha \sin^2 \alpha}$$

$$\frac{k}{1 - k} = \frac{Z L C_y}{8 r} \frac{\cos(\alpha - \beta)}{\cos \alpha \sin^2 \alpha} = \left| \text{Solidez} = \frac{Z L}{r} \right| = \frac{C_y}{8} \frac{\cos(\alpha - \beta)}{\cos \alpha \sin^2 \alpha}$$

Haciendo lo mismo con las dos expresiones del momento:

$$4 \int r^3 dr v_1 (1 - k) w_1 k^* = \frac{Z C_y v_1^2 (1 - k)^2 \sin(\alpha - \beta) L dr}{2 \cos \alpha \sin^2 \alpha} r$$

$$\frac{k^*}{1 - k^*} = \frac{Z v_1 L C_y}{8 r^2 w_1} \frac{\sin(\alpha - \beta)}{\cos \alpha \sin^2 \alpha} = \left| \begin{array}{l} \frac{v}{u} = \text{tg} \alpha = \frac{v_1 (1 - k)}{r w_1 (1 + k^*)} \\ \frac{v_1}{r w_1} = \frac{1 + k^*}{1 - k} \text{tg} \alpha \end{array} \right| =$$

$$= \frac{Z L C_y}{8 r} \frac{1 + k^*}{1 - k} \text{tg} \alpha \frac{\sin(\alpha - \beta)}{\cos \alpha \sin^2 \alpha}$$

$$\frac{k^*}{1 + k^*} = \frac{Z L C_y}{8 r} \frac{\sin(\alpha - \beta)}{\sin \alpha \cos \alpha \cos \alpha} = \left| \text{Solidez} = \frac{Z L}{r} \right| = \frac{C_y}{8} \frac{\sin(\alpha - \beta)}{\sin \alpha \cos \alpha \cos \alpha}$$

El valor del TSR es:

$$\text{TSR} = \frac{u_1}{v_1} = \frac{R w_1}{v_1} = \frac{R (1 - k) \cot \alpha}{r (1 + k^*)}$$

Las expresiones anteriores permiten un procedimiento de cálculo de palas de aerogeneradores en la siguiente forma:

En primer lugar se toma una sección cualquiera del perfil ya diseñado, con su espesor, cuerda, etc, y se supone inicialmente un ángulo de ataque α , que junto con la torsión ó calaje β que se ha dado a la pala, permiten entrar en la expresión:

$$\frac{k}{1 - k} = \frac{C_y}{8} \frac{\cos(\alpha - \beta)}{\cos \alpha \sin^2 \alpha}$$

de la que se conoce todo el segundo miembro, lo que permite calcular el valor de k . La solución se obtiene poniendo el segundo miembro en función de k , lo que da lugar a tres tipos de soluciones, una inestable y dos estables. Al estudiar estos procedimientos se llega a la conclusión de que los ángulos de ataque que deben ir apareciendo, deben ser tales que no produzcan discontinuidades a lo largo de la pala.

Conocidos k y k^* se entra en:

$$\text{TSR} = \frac{u_1}{v_1} = \frac{R w_1}{v_1} = \frac{R (1 - k) \cot \alpha}{r (1 + k^*)}$$

y si el valor obtenido para el TSR es correcto, se ha concluido. Si no lo es, habrá que iniciar de nuevo un proceso iterativo, mediante algún programa informático.

Para el estudio general se toma un determinado perfil, y se calcula el valor de C_y para cada ángulo de ataque y para cada espesor, para diversos valores de β , y con ello se prepara un programa informático que permita obtener datos para cada situación.

Como la velocidad del viento aguas abajo del rotor es, $v_2 = v_1 (1 - 2k)$, el valor de k no puede ser mayor de 0,5 porque implicaría velocidades negativas.

II.7.- OPTIMIZACION DE UNA INSTALACION EOLICA

La optimización de una instalación eólica radica en conseguir la máxima generación de energía para un coste dado. Por tanto, y teniendo en cuenta que el coste principal procede de la amortización de la inversión, es evidente que el objetivo es conseguir que el equipo instalado genere la mayor cantidad de energía posible.

Esta energía se puede calcular como la potencia eléctrica media que ha generado la instalación a lo largo de un año, multiplicada por el número de horas de ese año.

Suponiendo que la velocidad del viento se puede representar como una variable aleatoria de la función de densidad $f(v)$, la potencia eléctrica media generada será:

$$N_{\text{eléct. generada}} = \frac{A}{2} \frac{v_{\text{nom}}}{v_{\text{conex}}} p_m g \int_{v_{\text{conex}}}^{v_{\text{nom}}} v f(v) dv + \frac{A}{2} p_m g \frac{v}{v_{\text{nom}}} \int_{v_{\text{nom}}}^{v_{\text{emb}}} f(v) dv = p_m g N_{\text{viento}}$$

en la que:

$p < 59,5\%$, es la eficiencia conque la energía del viento se convierte en energía mecánica (Límite de Betz)

$m < 0,83$, es la eficiencia conque la energía mecánica es cedida al generador a través de la transmisión mecánica

$g < 0,93$, es la eficiencia conque la energía cedida al generador se transforma en electricidad

Por lo tanto, en un emplazamiento dado se debe escoger el aerogenerador cuyos parámetros v_{conex} , v_{nom} y v_{emb} hagan máxima esta potencia eléctrica media. Para que este cálculo se pueda realizar, es necesario conocer la función de distribución de velocidades del viento $f(v)$ y la relación existente entre p , m y g con la velocidad del viento \vec{v} ; no obstante, debido a que el funcionamiento del generador para potencias inferiores a la nominal es poco conveniente, se puede realizar la optimización considerando solamente la segunda integral de la ecuación anterior.

Además, como es evidente, el generador óptimo, independientemente de las características del viento, debería de tener, $v_{\text{conex}} = 0$ y $v_{\text{emb}} = \vec{v}$, quedando únicamente como parámetro a elegir el valor de, $v_{\text{nom}} = \vec{v}$.

Desgraciadamente ésto no es posible por cuanto, $v_{\text{conex}} > 0$, debido a la existencia de rozamientos y pérdidas y, $v_{\text{emb}} < \vec{v}$, por razones de resistencia mecánica de las palas.

Para calcular el valor de v_{nom} que hace óptimo a $N_{\text{(eléct. generada)}}$ se puede efectuar una simplificación adicional, basándose en que N_n es proporcional al cubo de v_{nom} ; en primera aproximación, se puede suponer además que, $v_{\text{emb}} = \vec{v}$, obteniéndose:

$$\frac{dN_{\text{el\u00e9ctrica generada}}}{dv_{\text{nominal}}} = 0$$

En el caso de utilizar la distribuci\u00f3n de Rayleigh se tiene:

$$v_{\text{nominal}} = v \sqrt{\frac{6}{k}} = 1,382 v$$

y en el caso de utilizar la distribuci\u00f3n de Weibull (k factor de distribuci\u00f3n de forma):

$$v_{\text{nominal}} = \frac{\hat{v}}{(1 + \frac{1}{k})} (\frac{3}{k})^{\frac{1}{k}}$$

Si no se acepta esta simplificaci\u00f3n, la ecuaci\u00f3n resultante para la distribuci\u00f3n de Rayleigh ser\u00eda:

$$\{3 - \frac{1}{2} (\frac{v_{\text{nom}}}{\hat{v}})^2\} e^{-\frac{1}{4} (\frac{v_{\text{nom}}}{\hat{v}})^2} = 3 e^{-\frac{1}{4} (\frac{v_{\text{emb}}}{\hat{v}})^2}$$

y para la distribuci\u00f3n de Weibull:

$$\{3 - k (\frac{v_{\text{nom}}}{c})^k\} e^{-(\frac{v_{\text{nom}}}{c})^k} = 3 e^{-(\frac{v_{\text{emb}}}{c})^k}$$

ecuaciones que s\u00f3lo se pueden resolver num\u00e9ricamente.

Para valores peque\u00f1os de v la influencia de v_{emb} es despreciable y se puede utilizar la ecuaci\u00f3n

$$v_{\text{nominal}} = \frac{\hat{v}}{(1 + \frac{1}{k})} (\frac{3}{k})^{\frac{1}{k}}$$

pero conforme \hat{v} aumenta, las diferencias entre ambas f\u00f3rmulas se hacen cada vez mayores.

III.- MAQUINAS EOLICAS

CARGAS, ORIENTACION Y REGULACION

III.1.- CLASIFICACION

Las máquinas eólicas han sido estudiadas por el hombre en forma intensiva y dentro de ellas existen en la actualidad diferentes tipos que van desde pequeñas potencias, a las grandes máquinas americanas y alemanas de varios MW.

Son numerosos los dispositivos que permiten el aprovechamiento de la energía eólica, pudiéndose hacer una clasificación de los mismos según la posición de su eje de giro respecto a la dirección del viento.

En las máquinas eólicas de eje horizontal, para obtener en las palas una velocidad angular regular y uniforme $\bar{\omega}$, para una determinada velocidad del viento \bar{v} se requiere que tanto la dirección del viento, como su velocidad, se mantengan constantes con respecto a las palas.

Por el contrario, en las máquinas eólicas de eje vertical, manteniendo las mismas condiciones regulares en la velocidad del viento y en la velocidad angular de las palas, resulta que éstas pueden estar sometidas a un viento aparente de dirección y velocidad continuamente variables, por lo que en estas máquinas, el flujo aerodinámico resulta ser muy complicado, ignorándose en muchas ocasiones las verdaderas posibilidades de las mismas.

Las máquinas eólicas se pueden clasificar en:

Aeroturbinas de eje horizontal y de eje vertical

Sistemas giromill (eje vertical y palas verticales, con o sin distribuidor)

Sistemas especiales.

Dentro de ellas las aeroturbinas de eje horizontal se encuentran más desarrolladas, tanto desde el punto de vista técnico como comercial.

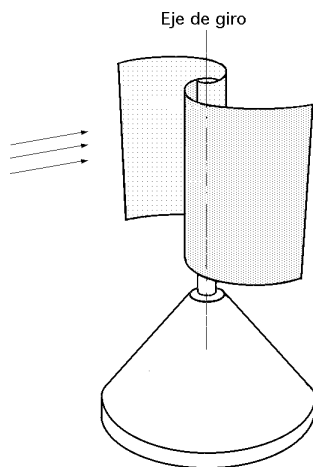


Fig III.1.- Rotor Savonius

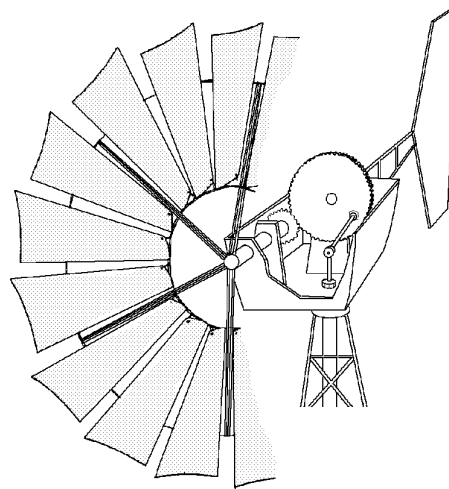


Fig III.2.- Molino multipala

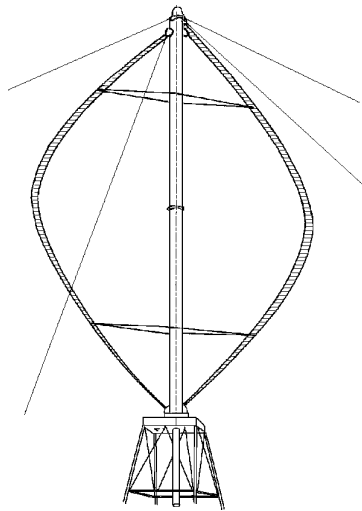


Fig III.3.- Aerogenerador Darrieux

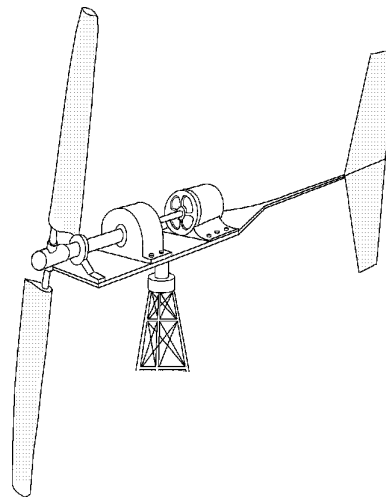


Fig III.4.- Aerogenerador de hélice

MAQUINAS EOLICAS DE EJE HORIZONTAL

Las aeroturbinas de eje horizontal se suelen clasificar según su velocidad de giro o según el número de palas que lleva el rotor aspectos que están íntimamente relacionados, en rápidas y lentas; las primeras tienen un número de palas no superior a 4 y las segundas pueden tener hasta 24.

Los principales tipos de máquinas eólicas de eje horizontal, son:

- a) Máquinas que generan un movimiento alternativo, que se utilizan para el bombeo de agua
- b) Máquinas multipalas
- c) Hélices con palas pivotantes (ángulo de ataque variable)
- d) Hélices con palas alabeadas, muy sofisticadas, que incluyen clapetas batientes y alerones de ángulo variable

Los aerogeneradores de eje horizontal tipo hélice Fig III.4, constan de una aeroturbina, de una góndola o navecilla que contiene al generador eléctrico, dinamo o alternador, al sistema de acoplamiento que puede ser a su vez multiplicador del número de revoluciones proporcionadas por la hélice y al sistema de control y orientación; todo ésto va montado sobre una torre similar a

las de las líneas eléctricas, en la que hay que vigilar con sumo cuidado sus modos de vibración.

La hélice puede presentar dos tipos de posiciones frente al viento, como son:

a) Barlovento upwind, en la que el viento viene de frente hacia las palas, teniendo el sistema de orientación detrás, aguas abajo.

b) Sotavento downwind, en la que el viento incide sobre las palas de forma que éste pasa primero por el mecanismo de orientación y después actúa sobre la hélice.

Las aeroturbinas lentas tienen un TSR pequeño y gran número de palas; sus aplicaciones van destinadas generalmente al bombeo de agua.

Las aeroturbinas rápidas tienen un TSR alto y el número de palas tiende a ser menor. Suelen ser tripalas $TSR = 4$ y en algunos casos bipalas $TSR = 8$, habiéndose diseñado y construido, incluso, aeroturbinas con una sola pala.

El proceso de funcionamiento de estas máquinas es diferente, por lo que respecta al tipo de la acción debida al viento que las hace funcionar; en las máquinas lentas la fuerza de arrastre es mucho más importante que la de sustentación, mientras que en las máquinas rápidas la componente de sustentación es mucho mayor que la de arrastre.

El número de palas también influye en el par de arranque de la máquina, de forma que una máquina con un rotor con gran número de palas requiere un par de arranque mucho mayor.

MAQUINAS EOLICAS DE EJE VERTICAL

Entre las máquinas eólicas de eje vertical se pueden citar:

a) El aerogenerador Savonius Fig III.1 que puede arrancar con poco viento, siendo muy sencilla su fabricación; tiene una velocidad de giro pequeña y su rendimiento es relativamente bajo.

b) El aerogenerador Darrieux o de catenaria Fig III.3, requiere para un correcto funcionamiento, vientos de 4 a 5 metros por segundo como mínimo, manteniendo grandes velocidades de giro y un buen rendimiento; se construyen con 2 ó 3 hojas

c) El molino vertical de palas tipo giromill o ciclogiro que deriva del Darrieux; tiene entre 2 y 6 palas.

El modelo Darrieux arranca mal, mientras que el Savonius se puede poner en funcionamiento con una pequeña brisa; debido a ello se puede hacer una combinación sobre un mismo eje de ambas máquinas de forma que un rotor Savonius actúe durante el arranque y un rotor Darrieux sea el que genere la energía para mayores velocidades del viento Fig III.28.

Las ventajas de estos aerogeneradores frente a los de eje horizontal, son:

a) No necesitan sistemas de orientación

b) Los elementos que requieren un cierto mantenimiento pueden ir situados a nivel del suelo

c) No requieren mecanismos de cambio de revoluciones, por cuanto no suelen emplearse en aplicaciones que precisen una velocidad angular constante.

Las ventajas de los aerogeneradores de eje horizontal respecto de los de eje vertical son:

a) Mayor rendimiento

b) Mayor velocidad de giro (multiplicadores más sencillos)

c) Menor superficie de pala S a igualdad de área barrida A

d) Se pueden instalar a mayor altura, donde la velocidad del viento es más intensa

III.2.- AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL

Desde los primeros diseños de aerogeneradores para la utilización comercial, hasta los actuales, ha habido un progresivo crecimiento en la potencia de las turbinas (mayores rotores y alturas de torre), con progresivos descensos en el coste de generación por kWh.

Los aerogeneradores de eje horizontal se clasifican según su velocidad de giro o según el número de palas que lleva el rotor, aspectos que están íntimamente relacionados, en rápidos y lentos.

En los aerogeneradores de eje horizontal rápidos, el rotor está constituido por una hélice de 2 o más palas; los perfiles utilizados normalmente en las mismas son muy parecidos al perfil de ala de avión, por cuanto éstos están muy estudiados y se conocen muy bien sus características; dichos perfiles se eligen teniendo en cuenta el número de revoluciones por minuto que se desea adquiera el aparato, definiéndose el perfil en función de:

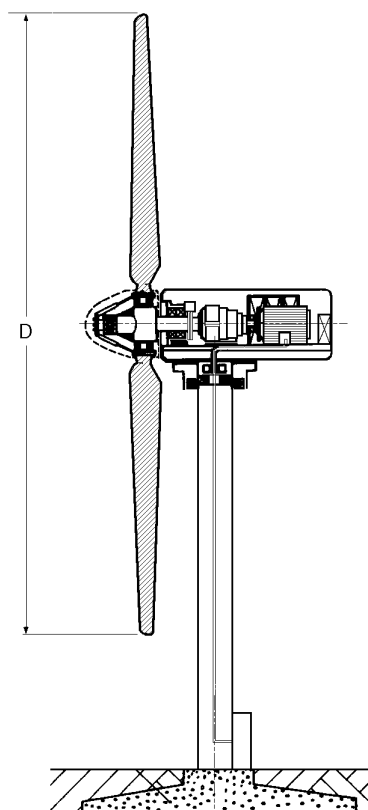


Fig III.6.- Aerogenerador de eje horizontal

a) La forma de la estructura del mismo respecto a sus líneas medianas o cuerdas a distintas distancias del eje de giro

b) De su espesor con relación a la longitud característica de la cuerda

c) De la simetría o no de las palas, etc.

La forma de la pala es función de la potencia deseada, al igual que su velocidad de rotación, eligiéndose perfiles que no creen grandes tensiones en los extremos de las palas por efecto de la fuerza centrífuga, de forma que el número de revoluciones por minuto máximo $n_{\text{máx}}$ no supere la relación, $n_{\text{máx}} \times D = 2000$, siendo D el diámetro de la hélice en metros.

Para aerogeneradores destinados a la obtención de energía eléctrica, el número de palas puede ser de 2 ó 3, por cuanto la potencia generada no depende más que de la superficie A *barrenada* por la hélice, y no del número de palas. La aeroturbina puede accionar dos tipos distintos de generadores eléctricos, de corriente continua (dinamos), o de corriente alterna (síncronos, asíncronos, etc), bien directamente o mediante un sistema de multiplicación de engranajes Fig III.9, en la que se observa que los ejes del aerogenerador y del alternador pueden estar alineados o no. Los primeros diseños que eran de potencias pequeñas y velocidad fija, tenían generadores de inducción directamente conectados a la red.

La potencia nominal, en primera aproximación, viene dada por la expresión:

$$N = 0,20 D^2 v^3$$

en la que N viene dada en vatios, D en metros y \vec{v} en m/seg.

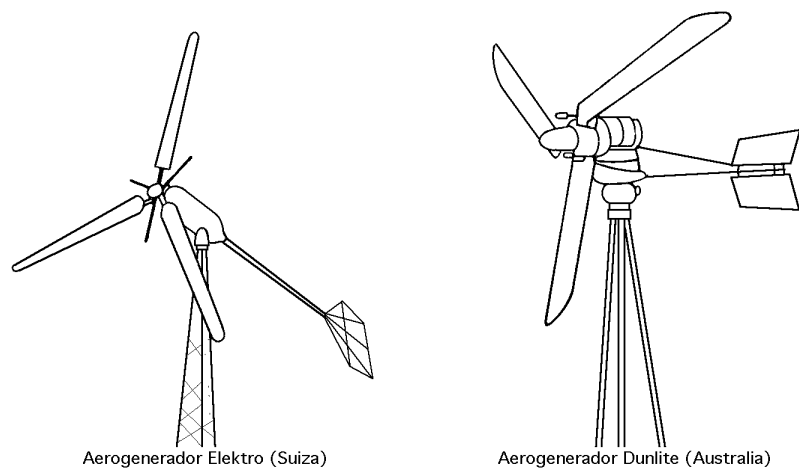


Fig III.7.- Aerogeneradores antiguos de eje horizontal tripala

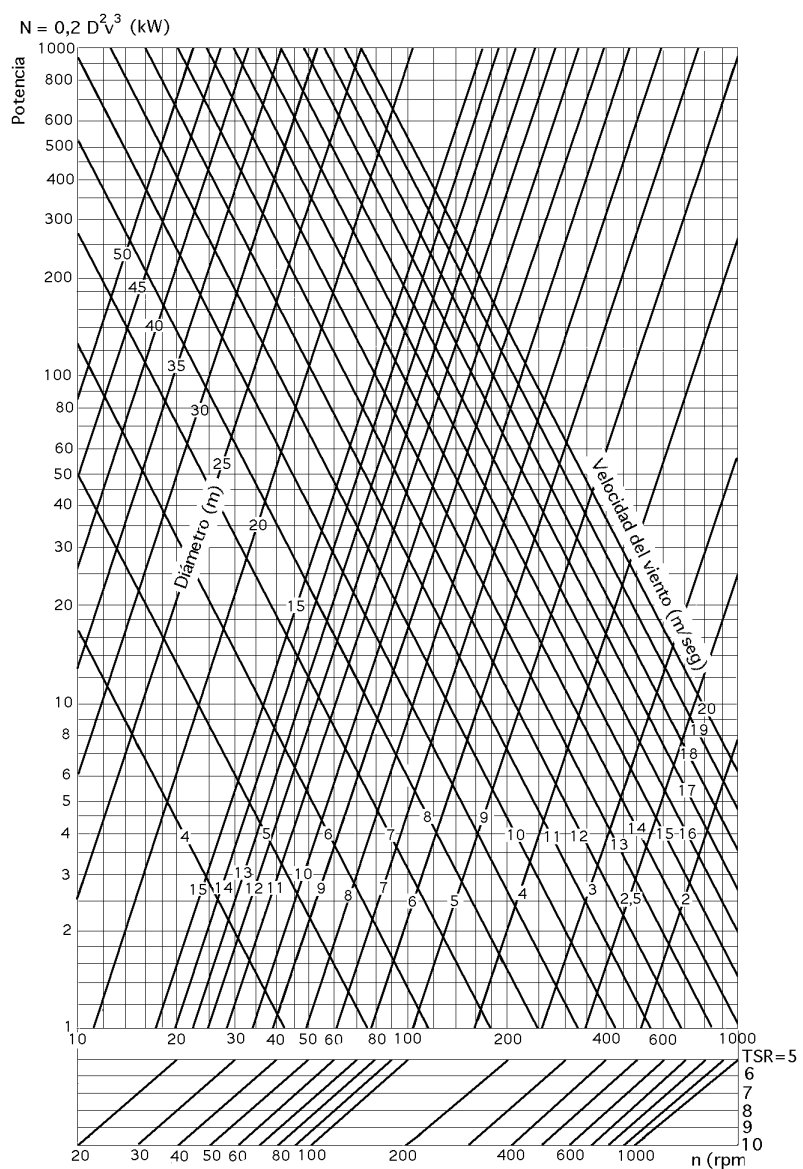


Fig III.8.- Diagrama para la determinación de la potencia en aerogeneradores rápidos

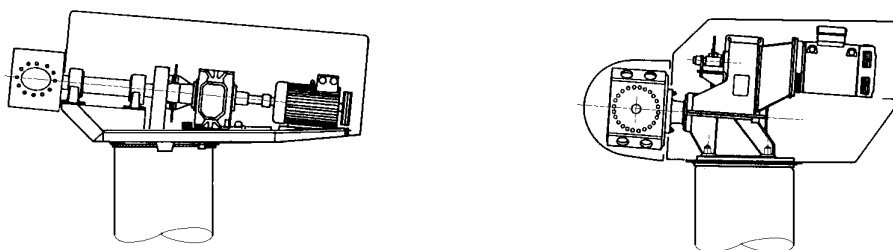


Fig III.9.- Disposiciones típicas de la torreta de un aerogenerador

Con el diagrama de la Fig III.7 se puede determinar la potencia de un aerogenerador rápido en función del nº de rpm, el TSR, la velocidad del viento y el diámetro de la superficie barrida por las palas

La potencia máxima de un aerogenerador rápido se obtiene para valores del TSR altos, del orden de 7 a 10, requiriéndose velocidades del viento superiores a 6 m/seg.

Su rendimiento es del orden del 35% al 40%, que es un valor más alto que el de los multipala.

Con 3 o 4 palas se consigue un par de arranque importante, por cuanto en la puesta en marcha la fuerza ejercida por el viento es proporcional al número de palas (de ahí el uso de rotores multipala para el bombeo de agua, que requieren un buen par de arranque dadas las características del fluido a bombear), cosa que no se consigue con aparatos bipala que, en algunos casos, precisan de energía adicional para comenzar a funcionar.

III.3.- CARGAS QUE ACTUAN SOBRE EL ROTOR

Las cargas que actúan sobre el rotor se pueden clasificar en estáticas y dinámicas.

La fuerza centrífuga es una carga estática perpendicular al eje de giro; la pala suele colocarse ligeramente inclinada, proporcionando dicha fuerza centrífuga una componente de tracción a lo largo de la pala y otra de flexión en sentido contrario al de las cargas aerodinámicas; los esfuerzos estáticos que dichas cargas originan son muy pequeños.

Las cargas dinámicas son debidas al giro de la pala existiendo también cargas transitorias debidas a las maniobras de la máquina.

La gravedad actúa como una carga periódica que se comporta como una fuerza oscilante en el plano del rotor, apareciendo una desalineación por cuanto el rotor nunca funciona perpendicularmente a la acción del viento, sino que tiene oscilaciones que generan cargas dinámicas.

Otros tipos de cargas dinámicas son el efecto de la variación del viento con la altura Fig III.10, o el efecto de la estela sobre la torre, sobre todo si el rotor está detrás de la torre, o los efectos debidos a las turbulencias.

Estas cargas dinámicas originan un problema de vibraciones, en el que hay que estudiar la frecuencia de las fuerzas que intervienen.

También hay que tener en cuenta los cambios de paso de cada pala y los efectos de las maniobras de orientación del rotor.

Los efectos estáticos y dinámicos que actúan sobre el rotor se estudian en situaciones límites, tales que si en ellas se asegura que la pala no se rompe, ésta no se romperá en ninguna de las otras situaciones previsibles.

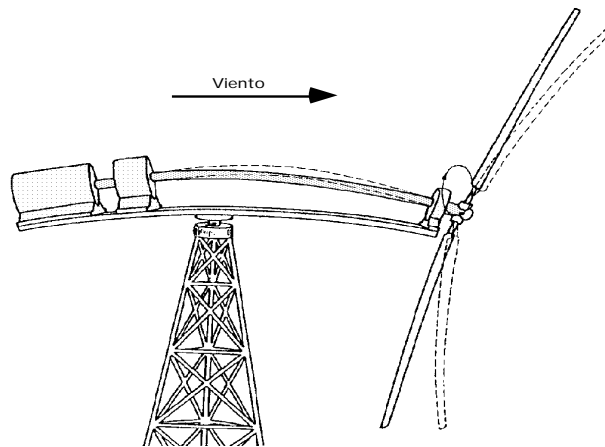


Fig III.10.- Flexión de las palas del rotor por la acción del viento

Situaciones límite a tener en cuenta:

a) *Casos operativos (régimen estacionario)* en los que se exige que los esfuerzos que actúan en la estructura estén siempre dentro de los límites de fatiga y, además, que no alcancen nunca los límites del esfuerzo de pandeo, ya que la pala se comporta como una viga empotrada y en ella aparecen esfuerzos de tracción y compresión que provocan la fatiga.

El primer caso operativo se corresponde con una *velocidad nominal del viento* que provoca la máxima carga y se supone con potencia y revoluciones nominales y paso de pala nulo; este caso corresponde a la carga máxima de la pala y es un esfuerzo dinámico máximo.

El segundo caso se corresponde con la *máxima velocidad del viento* y se supone también con potencia y revoluciones nominales, pero con paso de pala máximo; este caso es también de esfuerzo dinámico máximo.

El tercer caso se corresponde con la *velocidad máxima del viento necesaria para provocar el arranque*, con potencia cero y paso cero; se corresponde con un gran esfuerzo estático.

b) Los *transitorios* se incluyen en los casos anteriores como esfuerzos dinámicos, con velocidades próximas a la nominal y a la de desconexión (embalamiento).

c) Los *casos extremos* a tener en cuenta son:

El huracán y el rotor en bandera

La velocidad del viento se duplica sin cambio de paso

Vibraciones

El rotor de dos palas, en general, genera vibraciones ya que durante la rotación normal el c.d.g. de las palas describe, teóricamente, una circunferencia, pero debido a su propio peso y a la acción del viento que tiende a flexar las palas, el c.d.g. del sistema durante la rotación no está sobre el eje de giro del rotor, debido al plegamiento y deformación de las palas bajo su propio peso, como se indica en la Fig III.10; este efecto se puede evitar parcialmente, equilibrando las palas mediante unos contrapesos que tiendan a hacer coincidir el c.d.g. del conjunto de las mismas con el eje de giro.

Sin embargo, y aún equilibrada, la hélice bipala genera vibraciones de frecuencia doble a la de rotación, debido a efectos de inercia, que si llegan a acoplarse con las vibraciones de la estructura soporte, pueden destruir el aparato. Estos inconvenientes no se presentan, en general, en el rotor tripala, aunque su equilibrado es más difícil de conseguir.

El diseño del soporte del aerogenerador y de la torre se tiene que estudiar con cuidado, de forma que sus frecuencias propias de vibración no estén próximas a las frecuencias generadas por la rotación de la hélice y así evitar el que entren en resonancia, siendo su estudio bastante complicado.

Para las aeroturbinas cuyo diámetro sea inferior a 30 ó 40 metros se puede utilizar un cubo rígido, especialmente cuando la hélice es tripala porque este tipo de rotor es más equilibrado que el tipo bipala. El momento de cabeceo es menor para el primero, por lo que la fatiga a la flexión del eje del rotor se reduce.

Cuando el diámetro es superior a 40 m parece preferible la utilización del cubo articulado (flexible) para los rotores bipalas. El momento de cabeceo disminuye y la fatiga a la flexión de las palas, del eje y de la torre se reduce considerablemente.

El soporte más barato es de tipo baja frecuencia. Puede consistir en una torre de hormigón o de acero; este tipo es más ligero pero menos resistente que el de frecuencia elevada, que es rígido. Sea cual sea el tipo escogido, hay que hacer constar que el soporte se debe calcular para resistir a la fuerza centrífuga que aparecería en su parte más elevada en caso de rotura de una pala.

Esto es importante para la seguridad de los aerogeneradores; las estadísticas muestran que muchas instalaciones han sido destruidas por la rotura de una pala. En Suecia, todas las instalaciones de gran potencia se han calculado para aguantar este tipo de accidente.

III.4.- MATERIALES DE CONSTRUCCION

Una cuestión que hay que tener muy en cuenta en el diseño de un rotor es el problema estructural, por cuanto siempre es posible diseñar una pala muy buena desde el punto de vista aerodinámico, pero que no sea capaz de resistir los esfuerzos a que esté sometida.

Otra cuestión importante es el proceso de fabricación del rotor, puesto que una disminución de costes en este sentido tiene que rebajar el coste de la instalación.

Las palas van a estar sometidas a condiciones de trabajo muy duras, como fenómenos de corrosión, erosión, contracciones y dilataciones debidas a las vibraciones (fatiga), etc y de ahí el que sea muy importante el material conque se construyan; en su fabricación se pueden utilizar materiales baratos como telas (equipos económicos), maderas, pero una de las soluciones más interesantes consiste en utilizar estructuras de aleaciones de aluminio (duraluminio) con chapa fina, larguero central resistente y costillas que le proporcionen una cierta rigidez, Fig III.11; ésta parece la concepción más simple pero quizás sea la más cara; por ello se pueden utilizar otros procedimientos como sustituir el aluminio por acero con el inconveniente de un mayor peso para resistencias análogas.

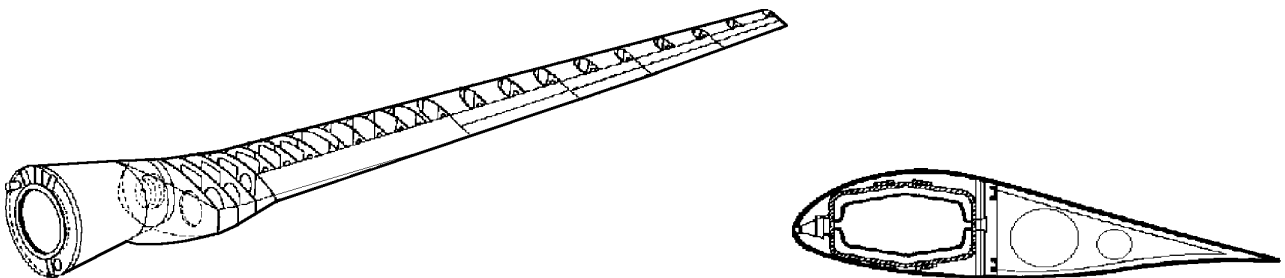


Fig III.11.- Estructura moderna de una pala

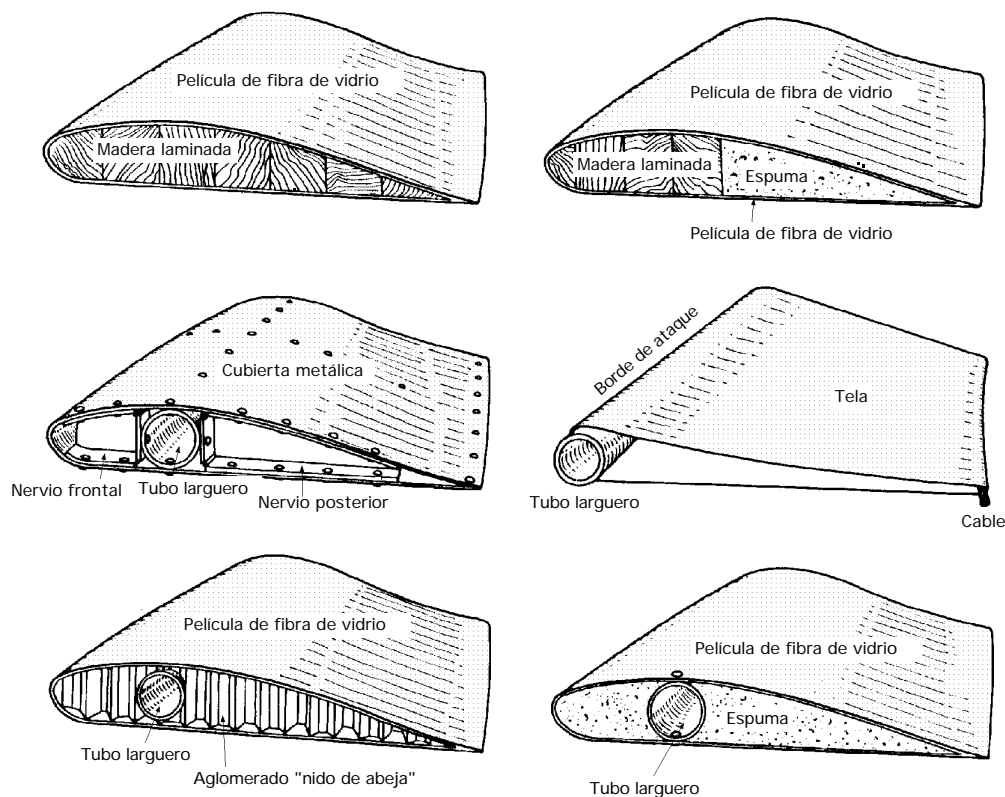


Fig III.12.- Algunas de las soluciones constructivas antiguas para la fabricación de las palas

Otro tipo de estructura previsible es la de fibra de vidrio, que se puede realizar de diversas formas. Se pueden construir mediante bobinado o colocando la fibra en sentido longitudinal o en dirección del eje, con lo que la resistencia aumenta considerablemente; estas fibras pueden ser, complejos de resinas sintéticas (fibra de vidrio + resinas epoxy), (fibra de vidrio + poliésteres), (fibras de carbono + elastómeros), etc, que se pueden moldear fácilmente, y que son interesantes para pequeñas series.

Para la construcción de la parte móvil de las palas se puede utilizar plástico armado debido a su ligereza y resistencia y para la parte fija plástico y acero.

III.5.- DIMENSIONADO DE LAS PALAS

La anchura de las palas no interviene prácticamente en la potencia generada por el viento; las palas finas permiten una velocidad de rotación muy grande, gracias a la disminución de su masa y del rozamiento con el aire; sin embargo, tienen el inconveniente de ser muy frágiles y el de no presentar una superficie frontal suficiente para proporcionar un par de arranque adecuado.

Se suele tomar una anchura de pala (cuerda) del orden de $\frac{1}{20} \div \frac{1}{25}$ del diámetro D descrito por ellas, estando comprendido el ángulo de calaje de la pala entre 3° y 8°.

La ventaja de elegir un TSR alto (para el caso de una hélice bipala del orden de 10), es la de obtener una máquina eólica ligera, simple y barata.

Por otro lado, como estas máquinas suelen ir acopladas a generadores eléctricos que requieren, en general, una velocidad de rotación sincrónica, precisan de un sistema multiplicador de revoluciones con un mínimo de engranajes, con lo que las pérdidas por rozamiento disminuyen

simplificando la transmisión.

En general, el rotor se puede construir con palas fijas o con palas de paso variable.

El primer sistema presenta la ventaja de la robustez.

El segundo es más frágil pero también requiere de mayores cuidados.

En la escala de grandes potencias las experiencias americanas y danesas muestran que la mejor solución consiste en utilizar palas de paso fijo cerca del cubo y de paso variable en la otra extremidad.

III.6.- SISTEMAS DE REGULACION DE LA VELOCIDAD DE GIRO

Un dispositivo muy importante en un aerogenerador eólico es el que permite la regulación y control del número de revoluciones, que además sirve de protección de dicha máquina para velocidades del viento superiores a las admisibles bajo el punto de vista estructural.

Cuando una máquina está sometida a una determinada velocidad del viento, comienza a girar; dicha velocidad es la velocidad de conexión, pero su giro es lento y la máquina está lejos de generar su máxima potencia.

A medida que la velocidad del viento aumenta el rotor gira más deprisa y la potencia que produce también aumenta; a una determinada velocidad (nominal), el rotor gira a las revoluciones precisas para que la máquina proporcione su potencia nominal y a partir de este momento, aunque aumente la velocidad del viento, no interesa que la velocidad de giro aumente, por lo que hay que actuar sobre ella regulando su velocidad.

Si la velocidad del viento sigue aumentando, el rotor puede peligrar desde el punto de vista estructural siendo muy importante disminuir las vibraciones; por eso, cuando esta velocidad aumenta mucho, el rotor se tiene que frenar.

La velocidad a la que el rotor inicia la parada es la velocidad de desconexión y los procedimientos utilizados para que dicha desconexión se produzca se llaman de protección.

En las primeras aeroturbinas el paso de la pala era fijo por lo que las ráfagas de viento provocaban fuertes sobrecargas mecánicas sobre los componentes de la turbina, que tenían que estar sobredimensionadas.

Con la introducción del paso variable se limitan las cargas máximas en la turbina, y con esta innovación comienza el proceso de disminuir los esfuerzos mecánicos que se generaban durante las ráfagas de viento en los momentos en que su velocidad media era del orden de la nominal, iniciándose también el proceso de ofrecer rotores de varios diámetros para adecuarse a las condiciones del emplazamiento.

La energía de las ráfagas de viento, que son críticas si la velocidad del viento está por encima de la nominal, se emplea en aumentar la energía cinética de rotación del rotor, y no en esfuerzos en los elementos mecánicos (ejes, rodamientos, multiplicador). A este sistema de deslizamiento variable se le dió el nombre de Opti-Slip.

Para las máquinas eólicas que accionan un generador eléctrico existen diversos sistemas de regulación, tales como:

a) Regulación por frenos aerodinámicos que se activan por la acción de la fuerza centrífuga y que actúan cuando el giro del rotor no es el adecuado por sobrepasar un cierto valor.

Todos ellos se basan en el efecto de la fuerza centrífuga de rotación y la actuación del frenado aerodinámico se realiza mediante un dispositivo adecuado, que consiste en colocar perfiles aero-

dinámicos en los extremos de las palas del rotor que actúan cuando éste alcanza altas velocidades. El sistema implica la regulación por variación del ángulo de inclinación de las palas, que puede ser de toda la pala, de parte de la pala o mediante alerones.

La sencillez de los mecanismos de regulación es una de las principales características de los aerogeneradores de baja potencia.

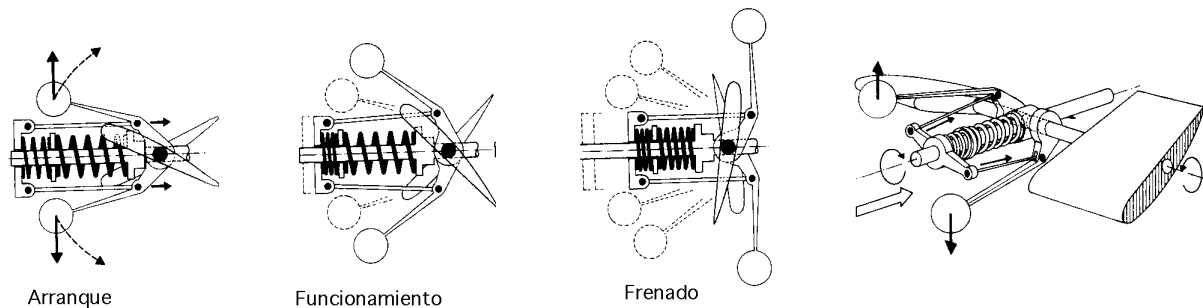


Fig III.13.- Regulación del ángulo de inclinación de las palas mediante resortes, por acción de la fuerza centrífuga, período 1950-70 (Aerowatt)

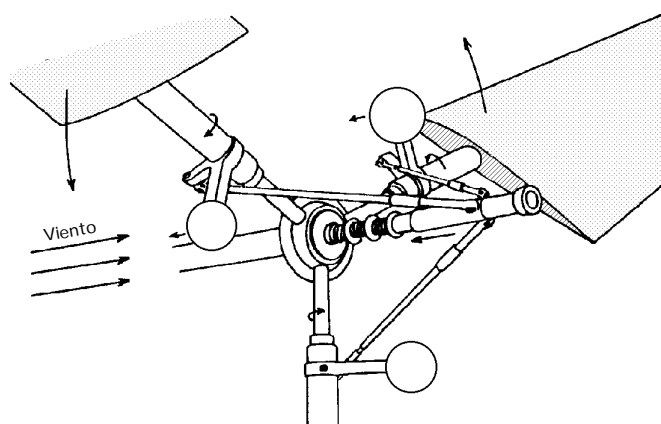


Fig III.14.- Sistema de regulación centrífugo del ángulo de inclinación de las palas mediante bieletas

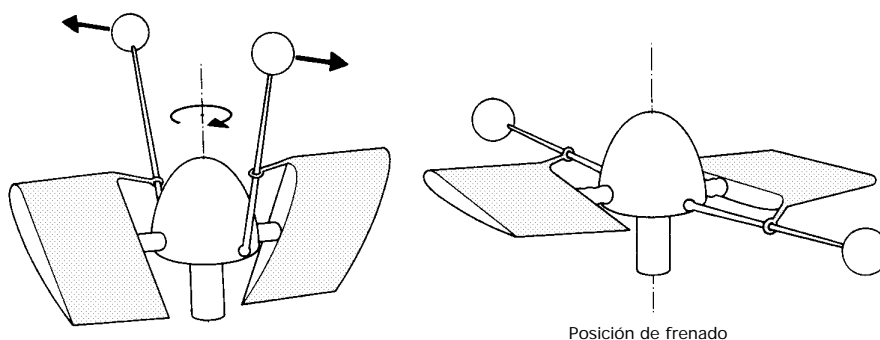


Fig III.15.- Sistema de regulación centrífugo desarrollado por la Universidad de East-Hartfort (USA)

Los sistemas, cada vez más complejos, se simplifican mediante la introducción de nuevas tecnologías y los nuevos materiales permiten diseñar elementos resistentes y flexibles que facilitan la regulación, como en el caso del modelo desarrollado por la Universidad de East-Hartfort (USA) Fig III.15.

La regulación por medio de palas orientables es la más utilizada en las grandes máquinas; su

funcionamiento consiste en actuar sobre el ángulo de calaje de cada pala, ya que como es sabido, la fuerza aerodinámica que actúa sobre ella es función del ángulo que, a su vez, lo es también del ángulo de ataque y del de calaje, ($\alpha = \beta + \gamma$); así se consigue variar la fuerza aerodinámica que actúa sobre la pala sin más que hacer variar el ángulo de calaje, que se controla por procedimientos mecánicos relacionados con la velocidad de ataque del viento.

Una variante del sistema de regulación por alerones es el sistema danés en el que el extremo de las palas juega el papel de freno aerodinámico con viento fuerte; con viento normal, el alerón móvil que se encuentra en la prolongación de la pala, cuya superficie es del orden de la décima parte de la de la misma, constituye el elemento de frenado que se acciona mediante un servomotor hidráulico; en caso de velocidad excesiva llega a girar 60° , introduciendo así un par de frenado considerable.

Otra solución consiste en accionar los alerones mediante un regulador centrífugo.

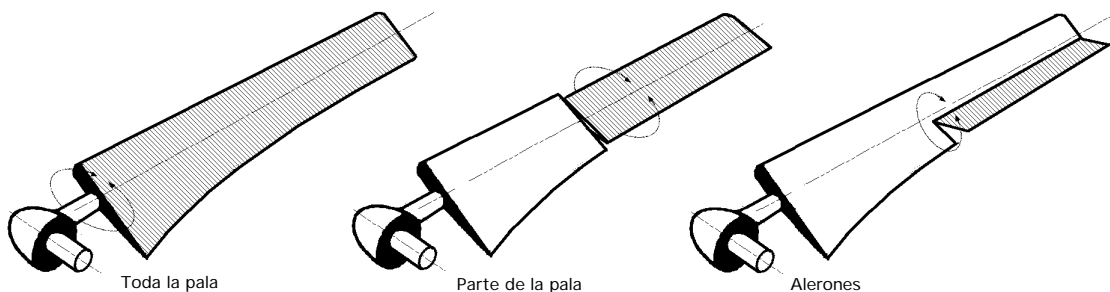


Fig III.16.- Regulación del calaje de las palas

b) Mediante el control electrónico de la potencia, se puede variar la velocidad del rotor, en un pequeño margen, mediante resistencias rotóricas variables, controladas por un microprocesador y accionadas por interruptores estáticos; de esta forma se consigue variar el deslizamiento del generador, y con ello la velocidad del rotor.

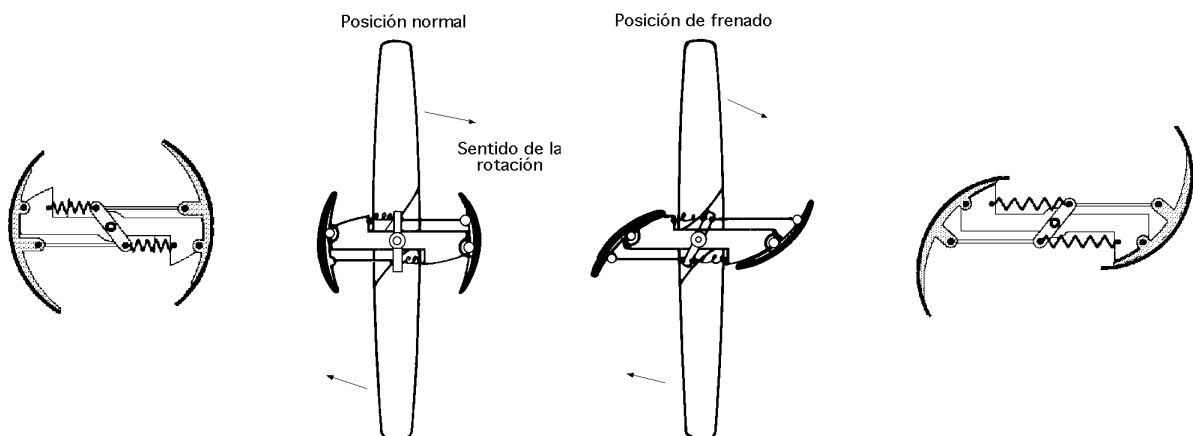


Fig III.17.- Regulación del ángulo de inclinación de las palas por acción de la fuerza centrífuga, (Windcharger)

c) Regulación por desenganche de las palas (Darrieux) en las que mediante la acción de una varilla, éstas se pueden dejar en una posición en la que no actúe sobre ellas el viento, Fig III.18. Esta situación se conoce también como *regulación por bandera* y se utiliza en aquellas máquinas eólicas

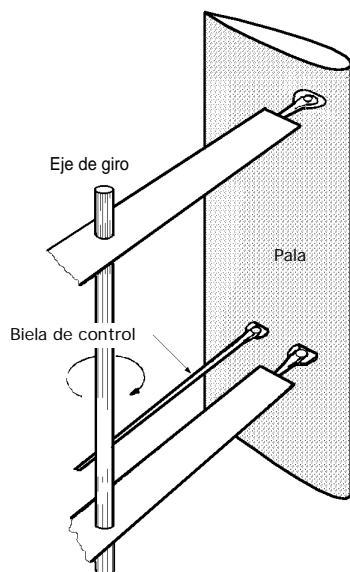


Fig III.18.- Regulación por desenganche de las palas

cuya velocidad de giro no tiene la necesidad de ser constante, por no accionar generadores eléctricos. Los dispositivos que utilizan el desenganche aerodinámico de las palas originan vibraciones debido a las estelas que aparecen sobre el extradós de las palas. Los dispositivos que colocan las palas paralelamente a un viento de velocidad fuerte son mejores. Evidentemente cada aerogenerador debe tener un freno mecánico para parar el rotor.

d) Regulación por orientación del rotor (en aerogeneradores de baja potencia), cuando la velocidad del viento comienza a ser peligrosa para la hélice, que pone sus palas orientadas de modo que ofrezcan al viento la mínima superficie posible, para que éste no interaccione con ellas.

En la Fig III.19 un muelle permite un giro de la hélice de 90° alrededor de un eje vertical.

En la Fig III.20 un muelle permite un giro de la hélice de 90° alrededor de un eje horizontal.

En la Fig III.21 el efecto se consigue mediante una veleta auxiliar o mediante el empuje aerodinámico sobre una excéntrica.

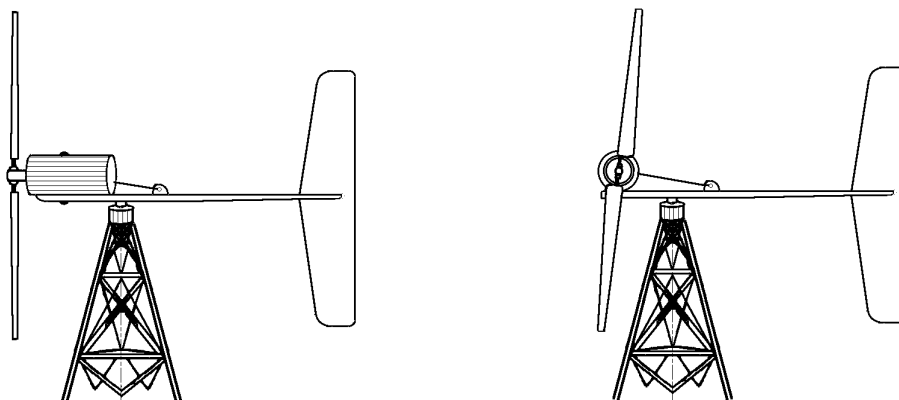


Fig III.19.- Regulación por giro de la hélice de 90° respecto a un eje vertical

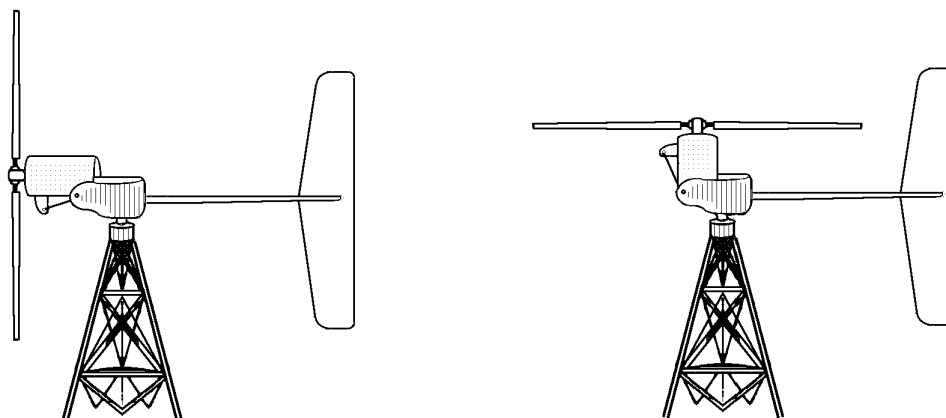


Fig III.20.- Regulación por giro de la hélice de 90° respecto a un eje horizontal

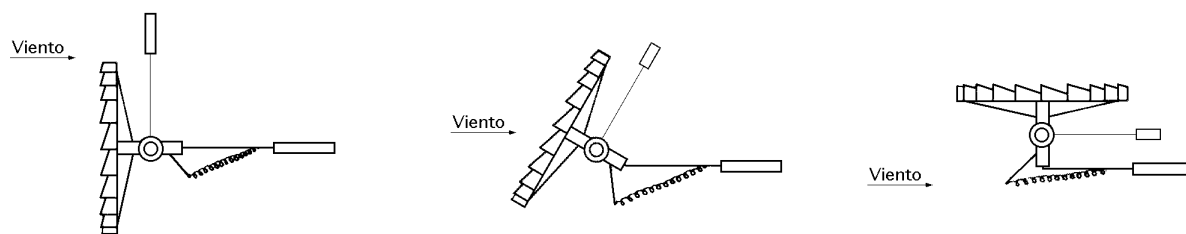


Fig III.21.- Regulación por giro de la hélice de 90° respecto a un eje horizontal (sistema de pala lateral)

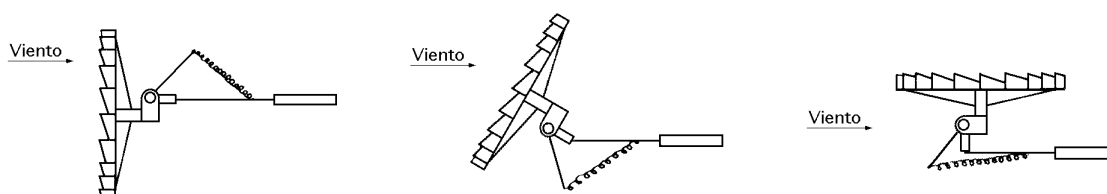


Fig III.22.- Regulación por giro de la hélice de 90° respecto a un eje horizontal (sistema de eje excéntrico)

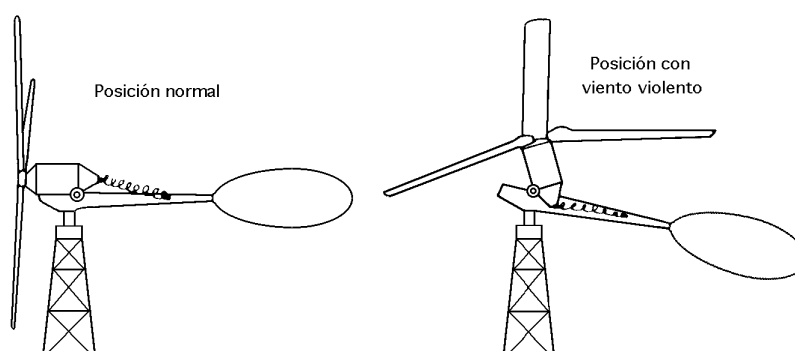
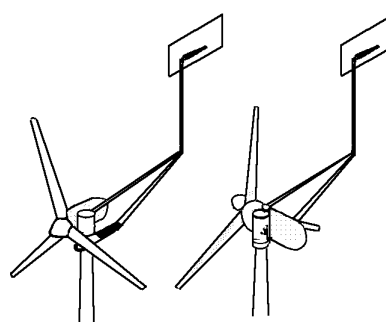
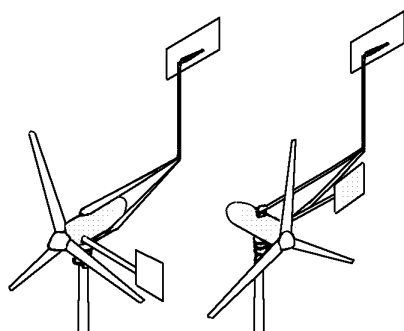


Fig III.23.- Dispositivo de eje de regulación inclinado



a) Veleta auxiliar

b) Empuje aerodinámico sobre una excéntrica

Fig III.24.- Sistema de regulación por orientación del rotor

En los dispositivos de palas fijas existen procedimientos que consiguen la regulación del giro del rotor, haciendo que el plano del mismo gire de manera que la superficie que ofrece al viento disminuya; estos dispositivos se consiguen mediante una conexión que articula el eje del rotor con el eje de transmisión o poniendo una conexión excéntrica que haga que la fuerza de empuje del viento produzca un par que desoriente el plano del rotor.

En todas estas situaciones la hélice deja de estar en posición frontal a la dirección del viento.

e) Otras formas de frenado.- El frenado aerodinámico con palas huecas permite reducir la veloci-

dad del aerogenerador mediante la aparición de una corriente de aire en la periferia de las palas, en el supuesto de que éstas se hayan construido huecas, como en el aerogenerador Andreau-Enfield Fig III.25.

El frenado aerodinámico con una hélice secundaria fijada a la hélice principal Fig III.26, la gran anchura de la hélice secundaria permite asegurar el arranque de la aeroturbina, así como el frenado cuando el viento es demasiado fuerte.

A partir de una cierta velocidad, por efecto de la fuerza centrífuga, las palas del regulador se separan de la hélice principal, de forma que el sentido de rotación alrededor de su propio eje es tal que su ángulo de asiento se anula, adquiriendo a continuación un valor negativo; el par que era motor en el arranque y velocidades pequeñas, pasa a valer cero y después se convierte en par resistente, no permitiendo que la máquina se embale.

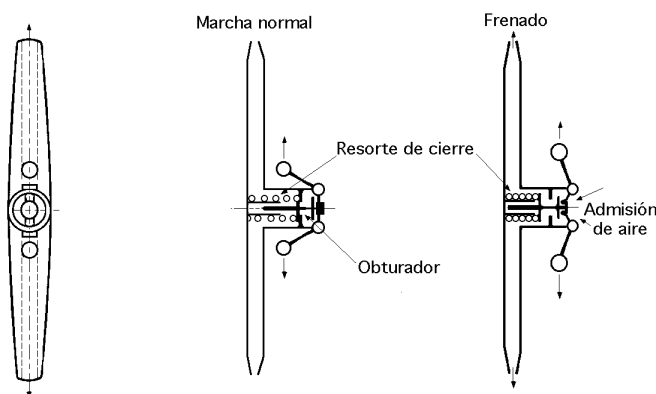


Fig III.25.- Sistema de regulación por palas huecas

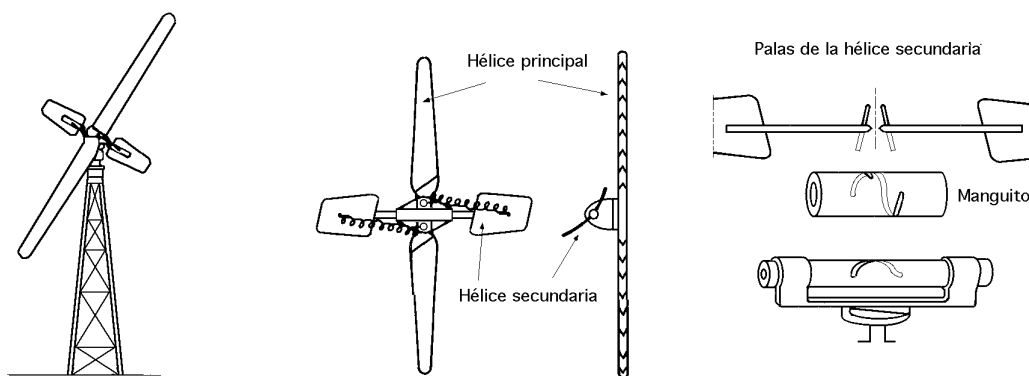


Fig III.26.- Sistema de regulación por palas secundarias fijadas a las palas principales (Aerogenerador París-Rhône)

III.7.- MECANISMOS DE ORIENTACION

Uno de los principales problemas que plantean los aerogeneradores de eje horizontal es la necesidad de su orientación, de forma que el viento incida perpendicularmente al disco barrido por el rotor, con el fin de obtener la máxima potencia a base de hacer incidir la mayor cantidad posible de masa de aire en movimiento y así obtener la mayor cantidad posible de energía cinética; con este fin existen diversos sistemas que permiten la orientación de la máquina, como:

- a) Una cola o veleta que es un método muy eficaz sobre todo en máquinas pequeñas Fig III.27
- b) Un sistema de orientación accionado por rotores auxiliares Fig III.28
- c) Un servomotor controlado electrónicamente

d) Un sistema de orientación por efecto de la conicidad que se da a las palas en su disposición y montaje sobre el cubo del rotor, tal como se indica en la Fig III.29

Las *veletas o timones* son dispositivos de orientación situados en la prolongación del eje del rotor y tienen por misión orientar la aeroturbina en la dirección del viento.

Están constituidas por una superficie plana metálica o de madera, sobre la que el viento ejerce una presión en el momento en que no están orientadas paralelamente en la dirección del mismo, provocando un par de giro que orienta la máquina.

Si llamamos m a la distancia entre el centro de gravedad de la placa que conforma la veleta y el eje de giro vertical de la máquina y s a la distancia entre el plano barrido por las palas y dicho eje de giro se debe cumplir que, $m = 4 s$.

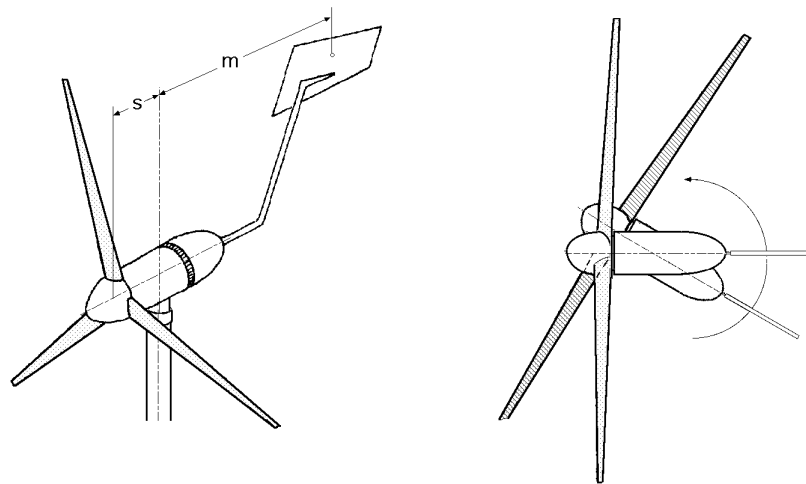


Fig III.27.- Orientación del rotor mediante timón de cola

Otro procedimiento de orientación de las máquinas eólicas consiste en la utilización de *rotores auxiliares* colocados en un plano ortogonal al plano del rotor del aerogenerador; cuando éste no esté orientado correctamente, los rotores eólicos auxiliares comienzan a girar y hacen que la máquina principal se oriente correctamente Fig III.28.

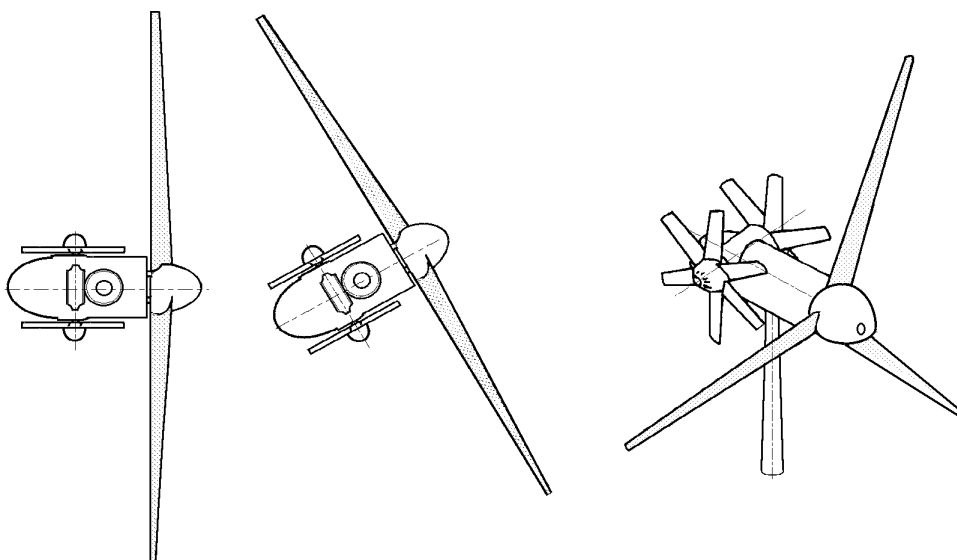


Fig III.28.- Orientación del rotor por efecto de rotores auxiliares

Una máquina eólica se puede autoorientar, sin más, colocando el rotor a sotavento de la torre, de forma que el viento incida antes en la góndola del aerogenerador que en el rotor; este procedimiento implica una interferencia al estar el rotor situado detrás de la torre y, por ello, hay que construir góndolas y torres que presenten poca resistencia Fig III.29.

El aerogenerador se puede orientar también mediante un servomecanismo que actúe sobre él al recibir información de la dirección del viento por medio de una veleta. Este procedimiento es adecuado para su utilización en grandes máquinas o en granjas eólicas con varias máquinas.

Cuando la torre es cilíndrica y de diámetro grande, es mejor colocar el rotor delante de la torre debido a la estela producida por ésta.

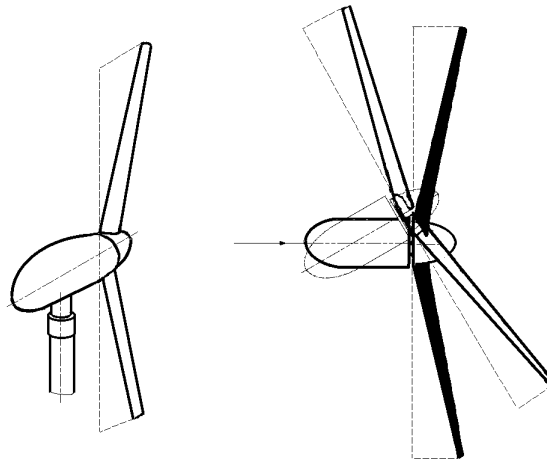


Fig III.29.- Orientación del rotor por efecto de la conicidad (Ver Fig VI.5)

Cuando el soporte es un pilón de acero o una torre de diámetro pequeño, la hélice se puede colocar detrás.

Cuando el rotor gira delante de la torre, es necesario un motor de orientación. Cuando el rotor gira detrás, la máquina se puede orientar sola y no es necesario motor; en este caso, se aconseja utilizar un amortiguador.

Mecanismos de transmisión.- Mediante el mecanismo de la transmisión, el rotor se acopla al generador eléctrico o al sistema de bombeo de agua, pudiéndose hacer de muchas formas, de entre las que destacamos las siguientes:

- a) *Dispositivos mecánicos, mediante engranajes, bielas, correas de transmisión, etc*
- b) *Dispositivos eléctricos, que proporcionan la velocidad adecuada a la dinamo o al alternador*
- c) *Dispositivos hidráulicos, según los cuales el rotor acciona una bomba rotativa o aspirante-impelente*
- d) *Dispositivos neumáticos que producen una eyección de aire a través de las palas huecas del rotor, provocando una corriente de aire que acciona una turbina eólica, como en el generador eólico Andreu-Enfield*

III.8.- TENDENCIAS ACTUALES EN LA ALTURA DE LA TORRE Y DIAMETRO DEL ROTOR.

Los factores que influyen en el aprovechamiento de la energía eólica son el emplazamiento y el aerogenerador, y sólo mediante una adecuada combinación de ambos se puede alcanzar un buen rendimiento en un parque eólico.

Los emplazamientos difieren unos de otros no sólo en la velocidad media anual del viento, sino también en la distribución de frecuencias de esa velocidad (cuántas horas sopla el aire en cierto rango de velocidades), la turbulencia del lugar, y el perfil de velocidades del viento con la altura. La orografía del lugar y la rugosidad del suelo juegan un papel importante.

Con este panorama parece sencillo admitir que tiene que existir una cierta adecuación de la turbina al emplazamiento. Si existe una cierta flexibilidad a la hora de elegir parámetros como la altura de torre o el diámetro del rotor, se puede diseñar un prototipo único de góndola para una turbina que aproveche al máximo los recursos de cada emplazamiento.

Las diferentes alturas de la torre permiten jugar con ciertos compromisos como:

Una mayor altura permite captar vientos con flujo más laminar, en principio (salvo orografía complicada) de mayor velocidad media y con menor diferencia entre la velocidad del viento en la parte superior e inferior de la circunferencia barrida).

Lógicamente el costo es superior, y en ciertos emplazamientos, como las crestas de los montes, puede existir una inversión del perfil de vientos con lo que no siempre es cierto que a mayor altura la velocidad del viento es mayor.

Por otra parte, para un mismo tipo de turbina se pueden ofertar diversos diámetros del rotor; por ejemplo, para una turbina de 600 kW se pueden ofertar rotores de 39, 42 y 44 m de diámetro.

Un rotor mayor (más caro) permite captar más energía del viento, disminuyendo la velocidad nominal del viento a la que se genera la potencia nominal.

Sin embargo la velocidad de corte del viento, a la que la turbina se detiene por cuestiones de seguridad, es menor con lo que existe el riesgo de desaprovechar horas de vientos fuertes. En principio, cuanto menor es la velocidad media anual del viento en un emplazamiento se debe elegir un rotor más grande, siempre que la turbulencia del viento en el lugar se mantenga en niveles aceptables.

TORRES FLEXIBLES Y TORRES RIGIDAS

Si la orografía no es compleja, a mayor altura, mayor es la velocidad del viento puesto que el efecto de fricción de las capas contra el suelo disminuye. Este hecho, junto con el de aumento de la potencia de las turbinas (y por consiguiente del diámetro del rotor), hace que los diseños tiendan a torres más altas.

Existe el problema de que cuando la frecuencia propia de la torre, junto con el peso de la góndola y palas, coincide con la frecuencia a la que gira el rotor, que origina un movimiento vibratorio peligroso en la torre, ambas frecuencias entran en resonancia y pueden destruir el aparato.

Torres rígidas.- Las torres rígidas, que son las que se han construido hasta la fecha, se lastran para aumentar la frecuencia propia del sistema y alejarlas así del punto de operación. Como la frecuencia propia de la torre disminuye tanto al aumentar la altura, como al aumentar el peso de la góndola y palas de diseños de mayor potencia, el material a añadir para rigidizar la torre aumenta excesivamente.

Torres flexibles.- Para paliar el efecto de lastrado o sobrecarga de la torre se ha tomado una solución opuesta a la anterior, es decir, construir torres flexibles para que la frecuencia de resonancia del sistema sea menor que la frecuencia de operación del rotor, lo cual se puede conseguir

a partir de una potencia y altura dadas; esta solución supone un ahorro de material y también de costos.

PASO VARIABLE Y PASO FIJO

Los diseños actuales de aerogeneradores se pueden clasificar en aerogeneradores de pala de paso fijo y aerogeneradores de pala de paso variable.

Los de paso fijo presentan un ángulo de inclinación de la pala constante cara al viento.

Los de paso variable permiten adaptar dicha inclinación de pala en función de la velocidad del viento, rotando alrededor del eje longitudinal de la pala, y modificando las propiedades del perfil aerodinámico en su confrontación frente al viento incidente.

Aerogeneradores de paso fijo.- Sus ventajas fundamentales son la simplicidad del equipo y costo, por lo que se utilizan mayoritariamente en sistemas de baja potencia.

Por el contrario, a velocidades de viento altas no aprovechan óptimamente las propiedades aerodinámicas de las palas, con la consiguiente pérdida de energía captada. Al ser un diseño fijo, a velocidades de viento altas los esfuerzos mecánicos son considerablemente altos, con lo que las palas se deben construir de tal manera que soporten tales tensiones, y el coste de la pala aumenta. No disponen de un autofrenado, con lo que en caso de embalamiento hay que instalar un freno que sea capaz de absorber toda la energía cinética de las palas. Este tipo de control tiene problemas de par de arranque del rotor, con lo que a veces el arranque es motorizado (utilizando el generador como motor).

Aerogeneradores de paso variable.- En sistemas de alta potencia es rentable instalar un mecanismo de giro de inclinación de las palas, que supone una mayor complejidad y costo del equipo, pero que se justifica por las ventajas que a continuación se exponen:

a) *Al variar el ángulo de inclinación de las palas se consigue optimizar el aprovechamiento de la energía del viento en todo el rango de velocidades, muy particularmente por encima de la velocidad nominal de la turbina.*

b) *Con paso variable, las cargas mecánicas sobre las palas y el resto del aerogenerador son menores, permitiendo un diseño más ligero y de menor coste de la pala. Las cargas horizontales sobre la turbina se reducen, minimizando también la cimentación.*

c) *Al poder orientar la pala se resuelve de forma aerodinámica el frenado de la turbina en caso de embalamiento. Por ésto, el freno hidráulico de emergencia de la turbina se puede diseñar más pequeño sin comprometer la seguridad de la operación. En ciertas turbinas de paso fijo se incluyen ciertos frenos aerodinámicos como control de punta de pala, alerones, etc, para evitar el embalamiento. En las turbinas de paso variable la pala es un elemento estructural único, con la consiguiente simplicidad. El par de arranque de la turbina es bueno puesto que el ángulo de paso de las palas se regula, consiguiéndose el óptimo par de arranque (ángulo de paso de 45°), y con posibilidad de arranque a velocidades inferiores de viento.*

d) *En zonas donde el ruido generado es un problema, el paso variable ayuda a disminuirle a altas velocidades de viento o incluso limitar la generación de ruido mediante paso variable a cualquier velocidad de viento (en Alemania existen turbinas en zonas habitadas que se desconectan si el nivel de ruido excede cierto valor).*

e) *La turbina se puede ajustar, mediante un software adecuado, a trabajar a una potencia inferior a la*

establecida normalmente en caso de redes muy débiles, o para realizar ciertos ensayos, consiguiéndose además evitar el problema de la sensibilidad del momento de entrada en pérdida de la pala ante ciertos parámetros, como la densidad del aire o la suciedad en la pala.

El único parámetro a la hora de diseñar una pala es optimizar la captación de energía y no el punto de entrada en pérdida del perfil.

VELOCIDAD VARIABLE Y VELOCIDAD FIJA

Dentro de las máquinas de paso variable, se pueden comparar las diferentes opciones de regulación de velocidad, desde los diseños menos sofisticados a los más complejos.

Aerogenerador de velocidad fija.- La estructura del aerogenerador de velocidad fija es básicamente un sistema multiplicador y un generador asíncrono directamente acoplado a red por su estator, con unas baterías de condensadores para compensar la energía reactiva.

La mayoría de los aerogeneradores de gran potencia que operan hoy en día en parques eólicos son de este tipo. Incorporan un generador asíncrono de rotor bobinado estándar, gracias a lo cual se consigue un precio ajustado.

Los inconvenientes de funcionar a velocidad fija son las sobrecargas mecánicas que se generan debido a las ráfagas de viento. Estas fluctuaciones de potencia en el viento se traducen, aunque filtradas, en fluctuaciones de potencia eléctrica generada. La inestabilidad del viento supone por ello un problema para la maquinaria del aerogenerador y para la red eléctrica de distribución.

El generador asíncrono demanda energía reactiva, lo cual es otro inconveniente desde el punto de vista de la red eléctrica, y se corrige con baterías de condensadores.

Deslizamiento variable.- La estructura de deslizamiento variable consta de un sistema multiplicador, generador asíncrono y unas resistencias del rotor variables.

Al variar la resistencia del rotor se varía el deslizamiento (entre un 1% y 10%), lo que permite a los aerogeneradores absorber los golpes de viento, reduciendo las cargas extremas sobre el multiplicador, a la vez que se genera una potencia eléctrica sin fluctuaciones; este sistema está patentado bajo el nombre de Opti-Slip(R).

La energía de la ráfaga de viento se elimina mediante un ligero aumento de la velocidad de la cadena mecánica y mediante la disipación en resistencias en el rotor. El sistema necesita compensación de energía reactiva mediante baterías de condensadores, al igual que en el caso anterior.

El control es relativamente sencillo, el aumento de precio es pequeño y el generador sigue siendo un generador estándar de rotor bobinado, al que se le añade un módulo de resistencias variables en la parte trasera.

Velocidad variable con generador de doble inducción.- Este sistema, del que existen algunos prototipos en estado de experimentación, está formado por un sistema multiplicador y un generador asíncrono cuyo estator está conectado directamente a la red y cuyo rotor lo está a través de dos convertidores de frecuencia. Con esta estructura se consigue regular la velocidad del sistema en un rango alrededor de la velocidad nominal.

Los convertidores no deben soportar toda la potencia de la máquina, sino sólo una fracción de ella, resultando de esto un equipo electrónico más sencillo. Al poder variar la velocidad, nos acer-

camos más a puntos de rendimiento aerodinámico más altos. El generador asíncrono es estándar, de rotor bobinado. A velocidades altas del viento se genera energía también por el rotor.

La potencia de salida no tiene fluctuaciones. La potencia reactiva se puede controlar, como en el caso de un generador síncrono. Las ráfagas no implican sobrecargas en el multiplicador, sino que es una energía que se emplea en aumentar la velocidad.

El inconveniente es el aumento de precio debido a la utilización de un control más sofisticado y de los equipos electrónicos de conversión de potencia en el rotor.

Velocidad variable con generador síncrono multipolo.- Este sistema es el más complejo de todos. El sistema multiplicador se elimina merced a un generador síncrono multipolo, empleándose para variar la velocidad en el estator dos convertidores que manejan toda la potencia de la máquina.

Las ventajas del sistema son la mejora del rendimiento aerodinámico, la potencia de salida sin fluctuaciones, el control de la energía reactiva, y, fundamentalmente, la eliminación del sistema multiplicador.

Sin embargo, este sistema puede tener grandes inconvenientes ya que la eliminación del multiplicador implica la construcción de un generador muy complicado, que ya no es estándar y, por lo tanto, caro. Además como los equipos electrónicos de conversión de potencia manejan toda la potencia, aumentan más el precio.

IV.- PARÁMETROS DE DISEÑO

IV.1.- PARÁMETROS PRÁCTICOS UTILIZADOS EN EL DISEÑO DE LOS AEROGENE- RADORES EOLICOS

RELACIÓN DE VELOCIDAD PERIFÉRICA TSR.- La relación de velocidad específica o periférica TSR, Tip-Speed-Ratio, es un término que sustituye al número de revoluciones por minuto n del rotor; sirve para comparar el funcionamiento de máquinas eólicas diferentes, por lo que también se le suele denominar velocidad específica.

El TSR indica que la periferia de la pala circula a una velocidad TSR veces mayor que la velocidad del viento \bar{v} y es la relación entre la velocidad periférica \bar{u} de la pala, Rw , la del punto más exterior sobre la misma a partir del eje de rotación, y la velocidad \bar{v} del viento, en la forma:

$$TSR = \frac{\text{Velocidad de la periferia de la pala}}{\text{Velocidad del viento}} = \frac{R w}{v} = \cot g = \frac{R n}{30 v}$$

Si se conoce la velocidad \bar{v} del viento, el radio de la pala y el número n de rpm a las que funciona, se puede calcular el TSR a cualquier distancia r comprendida entre el eje de rotación del rotor y la periferia de la pala, relación entre velocidades que se conoce como SR, y es de la forma:

$$SR = \frac{2}{60} \frac{r n}{k v} = 0,105 \frac{r n}{k v}$$

en la que k es una constante de ajuste de las diversas unidades que se pueden emplear, tomando los siguientes valores:

$k=1,47$ cuando la velocidad del viento \bar{v} venga en millas por hora y el radio en ft

$k=1$ cuando \bar{v} venga en ft/seg y el radio en ft

$k=1$ cuando \bar{v} venga en metros/seg y el radio en metros

$k=3,6$ cuando \bar{v} venga en km/hora y el radio en metros

Tabla IV.1.- Máquinas de viento de eje horizontal

Tipo de máquina	TSR de diseño	Tipo de pala	C_y/C_x
Bombeo de agua	1	Placa plana	10
	1	Placa curvada	20-40
	1	Ala de tela	10-25
Generadores eólicos pequeños	3-4	Perfil simple	10-50
	4-6	Perfil alabeado	20-100
	3-5	Ala de tela	20-30
Generadores eólicos grandes	5-15	Perfil alabeado	20-100

RELACIONES PRACTICAS ENTRE C_x y C_y . En la Fig IV.1 se presenta la polar del perfil FX60-126 y a la misma escala la representación de C_y en función del ángulo de ataque; de ellas se obtiene que la sustentación máxima se presenta para un ángulo de ataque $= 12^\circ$ y que el arrastre mínimo se produce para un valor de $C_x = 0,006$, que se corresponde con un coeficiente de sustentación $C_y = 0,2$.

El mejor funcionamiento de la pala se produce para un ángulo de ataque en el que la relación $\frac{C_y}{C_x}$ sea máxima, es decir, el coeficiente ascensional tiene que ser máximo (pero no necesariamente el máximo absoluto), al tiempo que el coeficiente de arrastre tiene que ser mínimo.

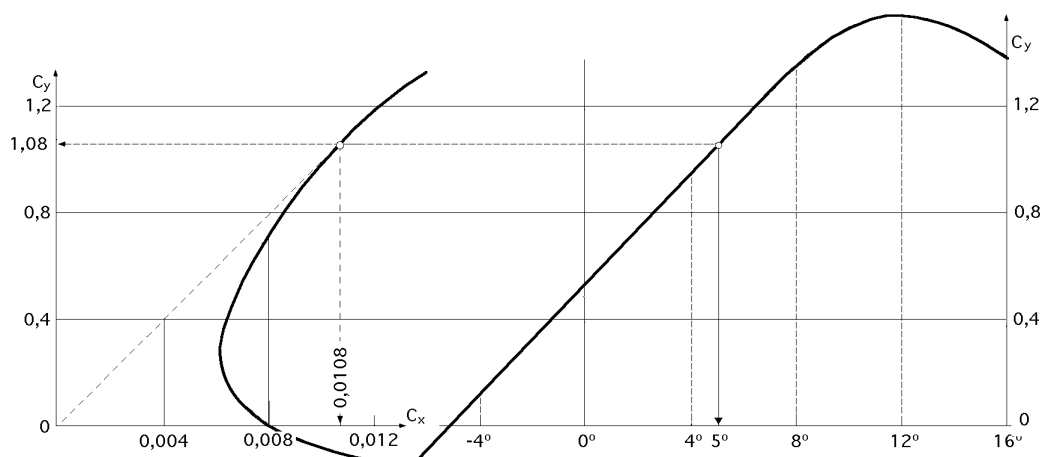


Fig IV.1.- Coeficientes de arrastre y de sustentación del perfil FX60-126

También se observa que el mínimo arrastre se produce para $C_y = 0,2$, que es un valor bajo comparado con el máximo posible $C_y = 1,6$. Para encontrar el ángulo de ataque para el que la relación $\frac{C_y}{C_x}$ se hace máxima, se traza una línea desde el origen de coordenadas tangente a la polar; el punto de tangencia P se corresponde con el máximo valor de $\frac{C_y}{C_x}$ del perfil de la pala, proporcionando en este caso un valor de $C_y = 1,08$ y un valor de $C_x = 0,0108$, obteniéndose:

$$\frac{C_y}{C_x} = \frac{1,08}{0,0108} = 100$$

para un ángulo de ataque $= 5$, correspondiente al valor máximo de $\frac{C_y}{C_x}$. Colocando el borde del per-

fil con este ángulo, para una determinada velocidad del viento, le permitirá *volar* en condiciones óptimas de funcionamiento.

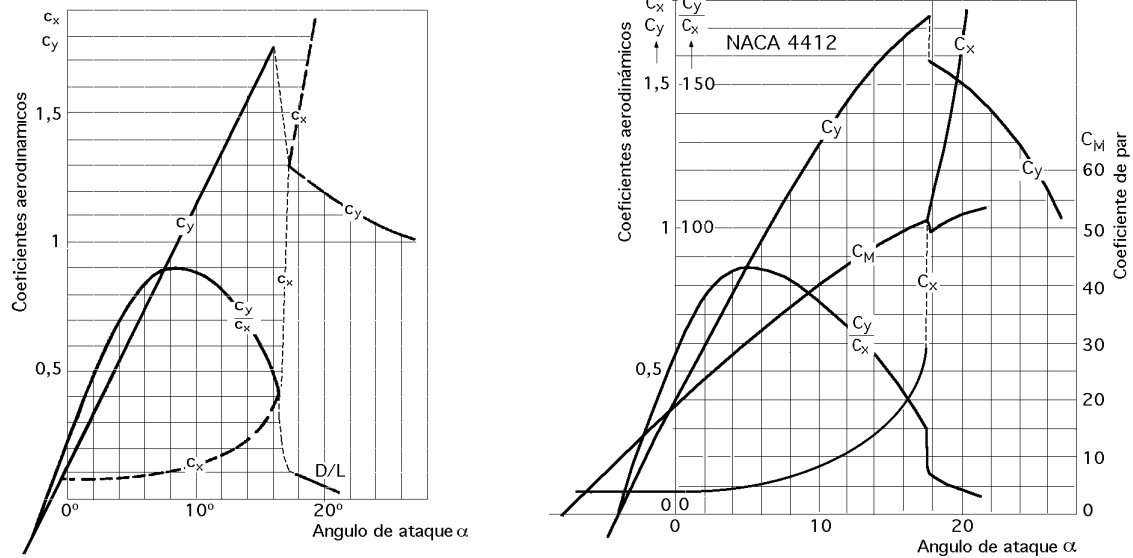


Fig IV.2.- Coeficientes de arrastre y de sustentación en función de

FACTOR DE ACTIVIDAD, FA.- El factor de actividad indica la capacidad estructural de un rotor para generar energía; se define en la forma:

$$FA = \frac{100.000}{32} \frac{\text{Punta}}{\text{Raiz}} \frac{L}{R} \left(\frac{r}{R} \right) d \left(\frac{r}{R} \right)$$

siendo: *L* la longitud de la cuerda media, *R* el radio y *r* la distancia al eje.

Los valores admisibles del factor de actividad están comprendidos entre 15 y 60; con valores por debajo de 15 el rotor carece de resistencia estructural, por lo que grandes valores del FA se corresponden con palas anchas, mientras que pequeños valores se corresponden con palas finas.

Los valores del FA mayores de 15 se corresponden con valores del TSR comprendidos entre 6,5 y 10, valores de $\frac{D}{L}$ del orden de 60 y coeficiente de potencia C_N del orden de 0,4.

RENDIMIENTO AERODINÁMICO .- Se ha definido el rendimiento aerodinámico como la relación entre la potencia generada por el aerogenerador y la energía del viento que atraviesa el rotor, en la forma:

$$= \frac{\text{Potencia del aerogenerador}}{\text{Potencia del viento}} = \frac{N}{\frac{A v^3}{2}}$$

En la Fig IV.3 se indica la relación entre el rendimiento aerodinámico, la velocidad específica TSR y el número de palas, para una relación $\frac{D}{L}$

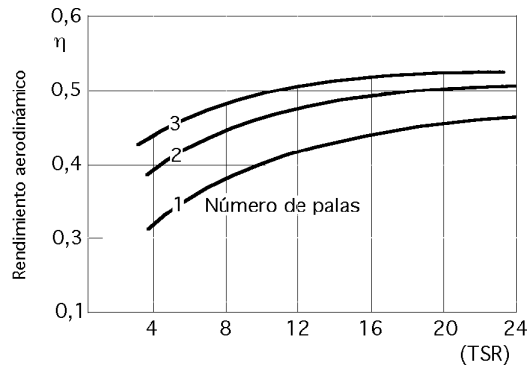


Fig IV.3.- Relación entre el rendimiento aerodinámico, el TSR y el número de palas para, D/L

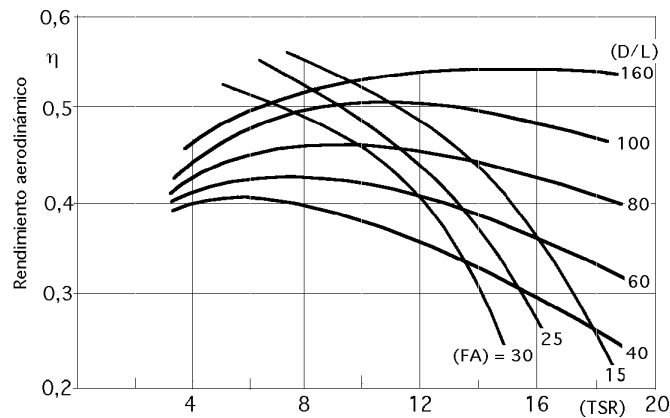


Fig IV.4.- Relación entre el rendimiento aerodinámico, el TSR y la relación, D/L

COEFICIENTE DE PAR C_M . - Se define el coeficiente de par C_M mediante la ecuación,

$$C_M = \frac{\text{Par del aerogenerador}}{\frac{\text{Potencia del viento}}{v} R} = \frac{\frac{C}{\frac{1}{2} A v^3}}{\frac{1}{2} R} = \frac{C}{\frac{1}{2} A v^2 R} = \frac{\frac{N_{\text{útil}}}{R w}}{\frac{N_{\text{viento}}}{\frac{R w}{v}}} = \frac{N_{\text{útil}}}{\frac{N_{\text{viento}}}{v}} = \frac{\text{aerod}}{\text{TSR}} = \frac{C_N}{\text{TSR}}$$

Para el caso particular de un rotor de hélice, el valor del área frontal barrida es, $A = \pi R^2$, y el coeficiente de par C_M correspondiente:

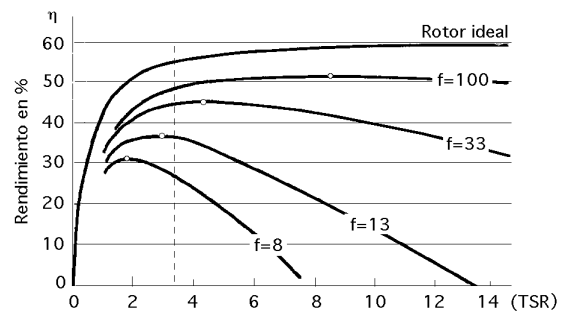
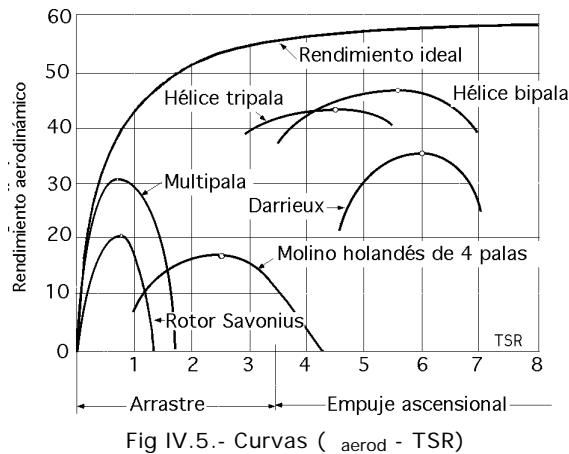
$$C_M = \frac{C}{\frac{1}{2} \pi R^2 v^3}$$

El par motor se puede expresar también en función del rendimiento aerodinámico o coeficiente de potencia C_N y de la potencia útil del viento en la forma:

$$C = \frac{N_u}{w} = \frac{\text{aerod } N_{\text{viento}}}{w} = \frac{C_N N_{\text{viento}}}{w}$$

Teniendo en cuenta lo anterior, podemos determinar la calidad de una máquina eólica, considerando las curvas del tipo ($\text{aerod} - \text{TSR}$), de las que en primer lugar se puede hacer una clasificación mediante la representación gráfica de la Fig IV.5, obteniéndose las siguientes conclusiones:

- a) Los molinos multipala y Savonius obtienen su máximo rendimiento aerodinámico para TSR pequeños, es decir, giran a baja velocidad; asimismo funcionan con velocidades \vec{v} del viento pequeñas.
- b) El rendimiento aerodinámico y, por tanto, la potencia útil es superior en los aparatos Darrieux y hélice.
- c) El rendimiento aerodinámico se mantiene siempre por debajo del límite de Betz, y se aproximaría a él si el TSR tendiese a infinito.
- d) Si el TSR es mayor que 3,5 las palas funcionan principalmente por empuje ascensional, y si es menor que 3,5 funcionan por arrastre.



En la Fig IV.6 se ha hecho una representación { aerod - TSR}, para hélices en función del nº de palas, relaciones $\frac{D}{L}$, y $f = \frac{F_{asc}}{F_{arr}} = \frac{C_y}{C_x}$, respectivamente.

IV.2.- DIMENSIONADO DE UN ROTOR EÓLICO

ÁREA FRONTAL BARRIDA POR LA PALA.- El área A barrida por el rotor y que éste presenta frontalmente al viento, es un parámetro que se utiliza con cierta frecuencia en los cálculos de energía eólica.

Este área, para una hélice, es la superficie total barrida por las palas del rotor, perpendicular a la dirección del viento.

Para un rotor de hélice, de eje horizontal, paralelo a la dirección del viento, y diámetro d , el valor de A es,

$$A = \frac{d^2}{4}$$

Para máquinas de eje vertical (viento transversal), con un radio uniforme alrededor del eje de rotación igual a $\frac{d}{2}$, siendo d su diámetro, y h su altura, el área A barrida sería:

$$A = \text{Altura} \times \text{Anchura} = h d$$

de aplicación al rotor Savonius y a los rotores Darrieux de palas planas tipo giromill.

En un rotor Darrieux, la curva envolvente proporciona el área A que generalmente se calcula

mediante una integral elíptica.

Sin embargo, en algunos casos, esta curva envolvente se puede aproximar bastante bien, mediante dos medias parábolas, por lo que el área frontal sería, aproximadamente, igual a

$$A = 2,67 d h$$

siendo d el diámetro máximo de giro y h la altura del aparato, (distancia entre los extremos del rotor).

El tamaño y dimensiones de un rotor eólico se determinan calculando, en primer lugar, el área frontal A del mismo; para ello se le puede suponer como una máquina motriz, a la que de antemano se tiene que prefijar y asignar la energía que se desea genere; al mismo tiempo se determina el promedio de energía que se puede obtener a partir de los recursos eólicos del lugar donde se vaya a instalar la máquina eólica.

Conocidos estos datos energéticos, de máquina y de fuente energética, se igualan, y se determina el área A barrida por el rotor, para así calcular la longitud de las palas.

El diseño de la máquina es relativamente sencillo, mientras que el estudio y elección de un lugar con recursos eólicos puede ser más complicado, pudiéndose obtener resultados muy ajustados entre la energía que se desea obtener y la energía del viento disponible y necesaria para conseguirla.

Estos promedios de energía eólica necesarios, $N_{\text{útil}}$, vienen dados por la ecuación:

$$N_{\text{útil}} = N_{\text{viento}} = \frac{1}{2} A v^3$$

siendo, η_{aerod} , el rendimiento aerodinámico global del aerogenerador.

Esta fórmula se puede poner también en la forma:

$$A = \frac{2 N_{\text{útil aerog}}}{v^3} = \frac{93 N_{\text{útil aerog}}}{F C_A C_T}$$

con $N_{\text{útil}}$ en kW y en la que F es un factor que depende de la velocidad del viento y cuyos valores se indican en la Tabla IV.2, siendo C_A y C_T dos factores de corrección de la densidad del aire, en función de la altitud (en metros) y de la temperatura del lugar en °C, valores que vienen compendiados en la Tabla IV.3.

Si se dispone de un aerogenerador eólico ya instalado y se conoce la eficiencia del mismo, la fórmula anterior permite comprobar si el área frontal del aparato se corresponde con las necesidades energéticas programadas de antemano; por eso, cuando se diseña una máquina eólica es preciso fijar en forma aproximada la eficiencia de la misma, que es un factor desconocido, para lo que se hará uso de la Tabla IV.4.

Tabla IV.2.- Valores del factor de potencia F

v mph	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
F	1,07	1,78	2,62	3,74	5,13	6,82	8,86	11,3	14,1	17,3	21	25,2
v mph	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
F	29,9	35,2	41	47,5	54,6	62,4	70,9	80,1	90,1	101	113	125

Tabla IV.3.- Factores de corrección de la densidad del aire

Altitud m	C _A	Temperatura °C	C _T
0	1	-18°	1,13
750	0,898	-6°	1,083
1500	0,819	+4°	1,04
2250	0,744	+16°	1
3000	0,676	+27°	0,963
		+38°	0,929

Tabla IV.4.- Valores estimados de la eficiencia

MAQUINA EOLICA	Eficiencia en %	
	Construcción simplificada	Diseño óptimo
Bomba de agua multipala	10	30
Bomba de agua de palas de tela	10	25
Bomba de agua Darrieux	15	30
Aeromotor Savonius	10	20
Prototipos de aeromotores pequeños de menos de 2 kW	20	30
Prototipos de aeromotores medianos de 2 a 10 kW	20	30
Prototipos grandes de más de 10 kW	---	30 a 40
Generador eólico Darrieux	15	35

Ejemplo: Dado un aerogenerador de 3 hélices que produce 1 kW, instalado en un lugar en el que se sabe sopla el viento a 15 mph, determinar el área A barrida por el rotor.

Se comienza por estimar la eficiencia, que, para pequeños propulsores se puede suponer, a priori, entre un 15% y un 30%; elegimos $\eta = 25\%$.

El valor de F para $v=15$ mph, es $F=17,3$

Para una temperatura standard a nivel del mar de 16°C , $C_A = C_T = 1$.

En consecuencia, el valor de A será:

$$A = \frac{93 \times 1 \text{ kW}}{0,25 \times 17,3 \times 1 \times 1} = 21,5 \text{ m}^2$$

y el diámetro del rotor $d=5,23 \text{ m}$

TAMAÑO DE LAS PALAS Y COEFICIENTE DE SOLIDEZ .- Cuando una máquina eólica dispone de un número determinado de palas Z, la superficie total de las mismas se calcula mediante la expresión:

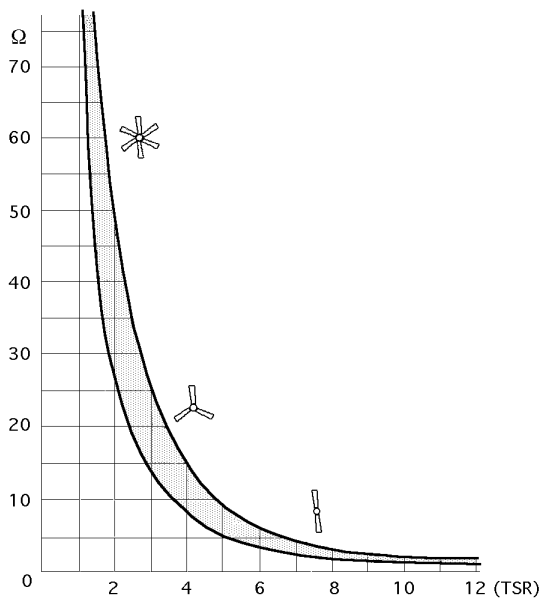


Fig IV.7.- Relación entre el coeficiente de solidez y el TSR

Área total de las palas = $Z S = \text{Solidez} \times \text{Área A barrida por el rotor}$

por lo que la solidez del rotor se puede interpretar como la relación entre el área geométrica de la pala, $S = R L$, y el área barrida por ella en su giro, es decir:

$$= \frac{Z S}{R^2} = \frac{Z R L}{R^2} = \frac{Z L}{R}$$

Para obtener la superficie de una pala se divide el área total así obtenido por el número de ellas. El coeficiente de solidez guarda una relación inversa con el TSR, Fig IV.7.

Ejemplo: Supongamos se necesita un TSR = 5 y se ha seleccionado un tripala con un diámetro de 3,7 metros y un área frontal $A = 10,75 \text{ m}^2$.

De la Fig IV.7 se obtiene la conclusión de que la máxima solidez recomendada para TSR = 5, tiene que ser $\sigma = 0,1$, por lo que:

La superficie total de las palas es..... $0,1 \times 10,75 = 1,075 \text{ m}^2$

La superficie S de cada pala es..... $1,075/3 = 0,358 \text{ m}^2$

Las máquinas con un coeficiente de solidez grande son más lentas.

IV.3.- RESISTENCIA AERODINÁMICA DEL ROTOR

FUERZA CENTRIFUGA.- La fuerza centrífuga empuja las palas hacia afuera y tiende a arrancarlas del cubo del rotor viene dada por la ecuación:

$$F_{\text{cent}} = \frac{1}{2} G \frac{u^2}{r_G} = \frac{1}{2 r_G} G \left(\frac{r_G n}{30} \right)^2 = \frac{2}{1800 r_G} G (r_G n)^2 = \frac{2}{1800 r_G} G \left(\frac{k v (SR)_G}{0,105} \right)^2 =$$

$$= \frac{0,1034 G \{k v (SR)_G\}^2}{r_G}$$

en la que:

G es el peso de la pala en kg, y k un valor que depende de las unidades

SR_G es la relación de la velocidad tangencial referida al viento en el centro de gravedad de la pala a la distancia r_G

r_G es la distancia en metros, desde el eje de rotación del rotor al c.d.g. de la pala

Como la velocidad del viento está elevada al cuadrado, un aumento brusco de la misma originaría un gran aumento en la fuerza centrífuga.

Ejemplo: Un aerogenerador de 3 palas con un diámetro de 3,70 m se utiliza para funcionar con un TSR = 6. Si cada pala pesa 2,268 kg, con su centro de gravedad determinado mediante unos ensayos de balance, y situado a una distancia del eje de giro de 0,925 m, determinar la fuerza centrífuga a la que está sometida la pala, cuando el viento sople a una velocidad $v = 4,47 \text{ m/seg}$.

En primer lugar hay que conocer la distancia r_G del centro de gravedad de la pala, que se encuentra en este caso en la mitad de su longitud, $3,7/4 = 0,925 \text{ m}$; por lo tanto el valor del SR será:

$$SR = \frac{1}{2} \text{ TSR} = 3$$

siendo la fuerza centrífuga,

$$F_{\text{cent}} = \frac{0,1034 \times 2,268 \times (3 \times 4,47)^2}{0,925} = 45,58 \text{ Kg}$$

Tabla IV.6.- Datos de aeroturbinas tipo hélice

Diámetro del rotor metros	Número de r.p.m.		Potencia en kW	
	v = 5 m/seg	v = 7 m/seg	v = 5 m/seg	v = 7 m/seg
1	935	1340	0,07	0,2
2	470	670	0,27	0,8
3	310	450	0,60	1,8
4	235	335	1,07	5
10	95	134	6,7	20
15	62	90	15	45
20	47	67	26,8	80
30	31	45	60	180
40	23	33	107	320
50	19	27	168	500

Para un rotor que funciona con un TSR fijo, la fuerza centrífuga crece con el cuadrado de la velocidad del viento.

Existen dos condiciones operativas a tener en cuenta para el cálculo de la fuerza centrífuga:

a) Lo primero que hay que prever, cuando todavía el rotor está en fase de diseño, es la velocidad del viento máxima que podrá soportar el aparato antes de que el regulador comience a limitar su número de revoluciones.

b) Una vez construida la máquina y entra en funcionamiento, si se embala por fallo del mecanismo de regulación hay que prever la máxima velocidad que puede permitírsele alcanzar; si la máquina eólica es pequeña, puede soportar un exceso en la velocidad de rotación de hasta un 50%, pero si es grande, en estas circunstancias, quedaría averiada e inutilizada.

RESISTENCIA AERODINÁMICA DE LA PALA.- Una fórmula aproximada para determinar la resistencia aerodinámica de un aerogenerador en rotación, inmerso en una corriente de aire de velocidad \vec{v} , se puede expresar en la forma:

$$F_{\text{aerod}} = 0,062 A v^2$$

en la que A viene dada en m², y v en m/seg.

Ejemplo: Una hélice tripala de 3,70 metros de diámetro, está girando en una corriente de aire de velocidad $v=8,94$ m/seg.

La fuerza aerodinámica es:

$$F_{\text{aerod}} = 0,062 \frac{\times 3,7^2}{4} \times 8,94^2 = 53,27 \text{ Kg}$$

y como el rotor tiene 3 palas, la fuerza aerodinámica correspondiente a cada una es de 17,75 kg.

Si la máquina eólica está parada, pero inmersa en la corriente de aire, la resistencia estática aerodinámica por pala se calcula mediante la expresión:

$$F_{\text{estática aerod}} = 2 F_{\text{aerod en movimiento}}$$

Para una solidez del rotor = 0,1, la fuerza estática aerodinámica para cada pala es:

$$F_{\text{estática aerod}} = 2 \times 0,1 \times 17,75 = 3,55 \text{ Kg}$$

y la fuerza estática aerodinámica total será igual a 10,65 kg.

MOMENTO FLECTOR DE LA PALA.- El momento flector de la pala se calcula a partir de las fuerzas aerodinámicas que actúan sobre las palas, que son paralelas al eje de giro, a la distancia r_G del mismo, de la forma:

$$M_{\text{flector de la pala}} = r_G F_{\text{aerod}}$$

que proporciona sólo un valor aproximado, por cuanto los factores que intervienen en el cálculo, son también aproximados, pero suficientes para gran número de aplicaciones; para valores exactos sería precisa una formulación más compleja.

Así, para un aerogenerador de diámetro de palas igual a 3,70 metros y $r_G = \frac{d}{4}$, se obtiene un momento flector, para el modo operativo (máquina en funcionamiento), igual a 16,42 m.kg, mientras que para el modo estacionario (máquina parada), sería de 3,28 m.kg.

El punto de máximo esfuerzo, que a su vez está sometido a una fatiga máxima, se encuentra situado en la zona donde la pala se une al cubo del rotor.

MOMENTO DE TORSION DEL EJE DE GIRO.- El momento de torsión de las palas respecto al eje de giro (par motor), viene dado por la expresión:

$$C = \frac{N_{\text{generada en el rotor}}}{w} = \frac{N_{\text{útil}} d}{2 (TSR) v}$$

con, $N_{\text{útil}}$ en $\frac{\text{Kgm}}{\text{seg}}$, d en metros y v en $\frac{\text{m}}{\text{seg}}$

La ecuación anterior se puede poner también en la forma:

$$C = \frac{51 N_{\text{útil}} d}{(TSR) v}$$

con, $N_{\text{útil}}$ en kW, d en metros y v en $\frac{\text{m}}{\text{seg}}$

El par motor C así obtenido es el total, por lo que para saber el par originado por cada pala, habrá que dividirlo por el número de palas X .

Hay que tener en cuenta que la potencia $N_{\text{útil}}$ a utilizar es la que se tiene en el eje del rotor, y no en el eje de salida del generador u otro aparato impulsado por el aerogenerador.

Este momento actúa en el plano de rotación, estando localizada la tensión máxima en la zona de implantación de cada pala con el rotor; el par aumenta con el coeficiente de solidez .

IV.4.- DISEÑO Y CALCULO SIMPLIFICADO DE LOS AEROGENERADORES EOLICOS RÁPIDOS DE EJE HORIZONTAL

DIÁMETRO DEL ROTOR.- Para calcular el diámetro del rotor, se iguala la potencia específica proporcionada por el generador, a la potencia de salida del sistema a la velocidad máxima del viento; si se supone que:

$$N_{\text{útil}} = 1 \text{ kW} ; \quad \rho = 1,25 \text{ kg/m}^3 ; \quad v = 6,7 \text{ m/seg} ; \quad C_p = 25\%$$

$$1 \text{ kW} = \frac{10^{-3}}{2} \times 1,257 \times (6,7)^3 \times A \times 0,25 ; \quad A = 21,27 \text{ m}^2$$

por lo que el diámetro es $d = 5,25 \text{ m}$.

Si se aumenta el rendimiento a un 35%, para obtener la misma energía de 1 kW se podría utilizar un rotor más pequeño, cuya superficie frontal fuese:

$$A = 15,2 \text{ m}^2 ; \quad d = 3,75 \text{ m}.$$

Un aumento de la velocidad del viento implica una disminución del diámetro de las palas para obtener la misma potencia.

ACOPLAMIENTO ROTOR EOLICO-GENERADOR ELÉCTRICO.- En el acoplamiento del rotor a un generador eléctrico, a través del multiplicador, hay que tener en cuenta el número de rpm a que va a funcionar el generador. Si se selecciona en el generador eléctrico una velocidad baja (p.e. para una actividad como puede ser la de cargar baterías), el rotor se puede poner a un número de revoluciones que se corresponda con la velocidad máxima del viento.

Si en nuestro ejemplo suponemos que el generador requiere 300 rpm para generar la potencia de 1 kW y el rotor funciona a estas 300 rpm, no es necesario colocar ningún tipo de multiplicador y el acoplamiento será directo; estas rpm se corresponden con un TSR igual a:

$$\text{TSR} = 0,105 \frac{r \cdot n}{v} = 0,105 \times \frac{\frac{5,25}{2} \times 300}{6,7} = 12,34 > 10$$

que es un valor un poco elevado.

Si se pone un multiplicador de velocidades, con una relación, por ejemplo de 2/1, se podría utilizar un rotor con una velocidad inferior, 150 rpm, reduciendo el TSR a 6,17 que es un valor mucho más apropiado.

Si lo que se desea accionar es un generador eléctrico, éste requiere una velocidad sincrónica a un número de rpm constante por lo que ésta vendrá perfectamente determinada en función de la frecuencia de la energía eléctrica a obtener y del número de pares de polos del mismo, de la forma:

$$50 \text{ ciclos/seg} \times 60 \text{ seg} = 3000 = n_{(\text{rpm})\text{alt}} \times (\text{n}^\circ \text{ de pares de polos})$$

Para 2 pares de polos, $n = 1500 \text{ rpm}$, lo que implicaría una multiplicación de $\frac{5}{1}$ funcionando el rotor a 300 rpm.

Un aumento del número de pares de polos disminuye este factor de multiplicación.

SOLIDEZ Y N° DE PALAS..- Una vez seleccionada la relación de multiplicación del acoplamiento rotor-generador y por tanto del TSR se determina la solidez mediante la gráfica de la Fig IV.7, y el número Z de palas según la Tabla IV.7,

Tabla IV.7.- Número de palas en función del TSR

TSR	1	2	3	4	5 a 8	8 a 15
Número de palas	6 a 20	4 a 12	3 a 8	3 a 5	2 a 4	1 a 2

deduciéndose que para un TSR= 6, la solidez tiene que ser del orden de un 5% y el rotor tripala.

Sin embargo, el número de palas de un aerogenerador no es de gran importancia en su actuación, por cuanto sus criterios de selección son más bien económicos, ya que a más palas mayor coste; a mayor número de palas mayor par de arranque.

PERFIL DE LA PALA.- Interesan perfiles con altos valores de D/L, del orden de 60, para C_y próximo a la unidad; el espesor del perfil disminuye desde el entronque con el cubo a la periferia; cuando el espesor del perfil aumenta, disminuye la relación D/L, y el perfil transmite menos fuerza al rotor. Como los perfiles gruesos, por razones estructurales, deben estar más próximos al cubo, producen muy poco par, y por ello pueden suprimirse en esa zona; concretamente, en el 10% ó 15% de la pala próximo al cubo no es necesario poner perfiles aerodinámicos; en la periferia de las palas, éstas nunca deben superar espesores del 18%.

Para perfilar una pala se procede en primer lugar a hacer un esquema de la misma, Fig IV.8, dividiéndola en varias secciones, calculando la relación de velocidades SR correspondiente a cada una de ellas:

$$SR = \frac{TSR \cdot r}{R}$$

$$SR_T = \frac{6 \times 2,625}{2,625} = 6 \quad ; \quad SR_A = \frac{6 \times 2}{2,625} = 4,57$$

$$SR_B = \frac{6 \times 1}{2,625} = 2,29 \quad ; \quad SR_C = \frac{6 \times 0,5}{2,625} = 1,14$$

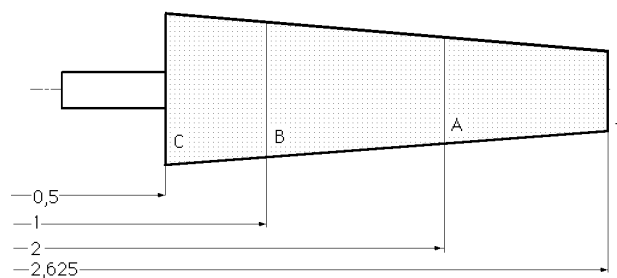


Fig IV.8.- División de una pala de eolostato

En este procedimiento se han utilizado tres secciones, aunque en la práctica suele dividirse la pala en 10 o más partes.

Valores de ..- Teniendo en cuenta las gráficas de las Fig IV.9.10, se determinan el ángulo y un *parámetro de forma* (SP) a partir del SR, en la forma que se indica a continuación:

$$\alpha_T(6,00) = 6,3^\circ ; (SP)_T = 0,17$$

$$\alpha_A(4,57) = 7,3^\circ ; (SP)_A = 0,32$$

$$\alpha_B(2,29) = 16^\circ ; (SP)_B = 1,02$$

$$\alpha_C(1,14) = 28^\circ ; (SP)_C = 2,40$$

Cálculo del coeficiente ascensional C_y máximo.- Una vez elegido el tipo de perfil y determinado el coeficiente C_y que se obtiene de su polar, se determina la longitud L de la cuerda; para el perfil FX60-126 de la Fig IV.1, el máximo valor de $C_y = 1,08$ se tiene para una relación:

$$\frac{C_y}{C_x} = \frac{1,08}{0,0108} = 100$$

así como el ángulo de ataque correspondiente, $\alpha = 5^\circ$

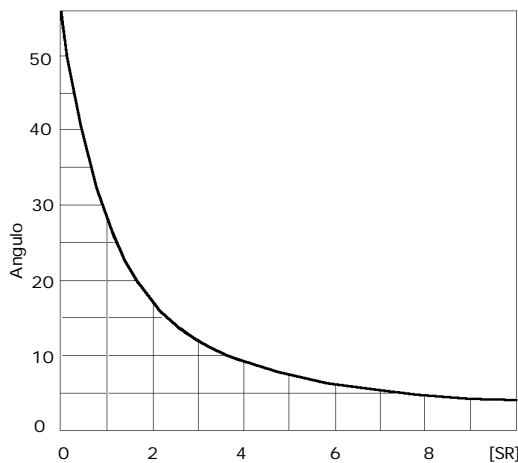


Fig IV.9.- Valores de α en función del SR

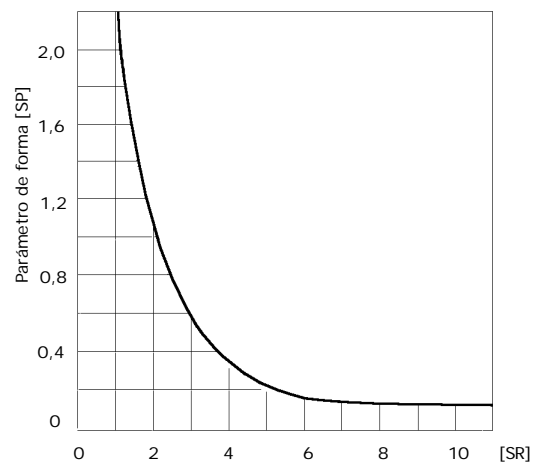


Fig IV.10.- Valores del parámetro de forma SP en función del SR

Longitud L de la cuerda.- Para cada distancia radial r se calcula la longitud L de la cuerda mediante la expresión:

$$L = \frac{r (SP)}{C_y Z}$$

siendo Z el número de palas.

Las longitudes de las cuerdas correspondientes a las diversas secciones son:

$$L_T = \frac{2,625 \times 0,17}{1,08 \times 3} = 0,1377 \text{ m} ; L_A = \frac{2,0 \times 0,32}{1,08 \times 3} = 0,1975 \text{ m}$$

$$L_B = \frac{1,0 \times 1,02}{1,08 \times 3} = 0,3148 ; L_C = \frac{0,5 \times 2,40}{1,08 \times 3} = 0,37 \text{ m}$$

Relación R/L de la pala.- La relación R/L entre la envergadura de la pala (su longitud) dada por su radio máximo R y el promedio de las longitudes de las cuerdas en las distintas secciones consideradas:

$$\hat{L} = \frac{0,1377 + 0,1975 + 0,3148 + 0,37}{4} = 0,255 \text{ m}$$

permite obtener para el radio máximo, $R = 2,625 \text{ m}$, el valor, $L = \frac{2,625}{0,255} = 10,29$

que sirve para corregir el ángulo de incidencia .

Corrección del ángulo de incidencia ..- El ajuste del ángulo de ataque para un valor óptimo de la relación C_y/C_x se hace mediante la siguiente ecuación empírica,

$$= - \alpha_0 + \frac{C_y}{0,11} \left(1 + \frac{3}{L}\right) = - 5^\circ + \frac{1,08}{0,11} \left(1 + \frac{3}{10,29}\right) = 7,68^\circ$$

que en primera aproximación es constante para todas las cuerdas, tomando el valor promediado L obtenido anteriormente para las mismas.

Se puede calcular con mayor precisión tomando para cada distancia la cuerda correspondiente, y tratando a cada sección como un caso particular.

Ángulo de calaje o de inclinación ..- Un factor importante en el diseño de superficies alabeadas es determinar la torsión de la pala que se proyecta de forma que su ángulo de calaje no sea constante, es decir, tiene que existir una variación de dicho ángulo a lo largo del perfil, con el fin de subsanar el hecho de que para diversos radios a lo largo de la pala, la velocidad del viento a la salida u_{viento} varía con la distancia al eje de giro, lo que hace que el ángulo no sea constante en cada sección del perfil. El ángulo se llama también *torsión* y se determina mediante la corrección del ángulo de ataque , obteniéndose para cada sección transversal la inclinación de las diferentes cuerdas de la pala, para cada distancia r al eje de giro, mediante la ecuación, $\alpha = \alpha_0 + \alpha_{\text{cor}}$, en la forma:

$$\begin{aligned} \alpha_T &= 6,3^\circ - 7,68^\circ = - 1,38^\circ ; & \alpha_A &= 7,3^\circ - 7,68^\circ = - 0,38^\circ \\ \alpha_B &= 16^\circ - 7,68^\circ = + 8,32^\circ ; & \alpha_C &= 28^\circ - 7,68^\circ = + 20,32^\circ \end{aligned}$$

que determinan el ángulo que forma la cuerda en cada sección del perfil de la pala, respecto al plano de rotación.

IV.5.- DISEÑO Y CALCULO SIMPLIFICADO DE LOS AEROGENERADORES EOLICOS LENTOS DE EJE HORIZONTAL MOLINOS MULTIPALA

Las máquinas eólicas de este tipo son de *arrastre*, y aprovechan la componente de la fuerza del viento perpendicular a la superficie de sus aspas, palas o aletas.

El *molino americano* es un aerogenerador lento, Fig IV.11, que hizo su aparición hacia 1800; está formado por un rotor compuesto por un número de palas que puede oscilar entre 12 y 24 y que cubren casi toda la superficie del cubo. Su diámetro suele ser del orden de 5 a 8 metros; diámetros mayores originarían un excesivo peso del rotor que dificultaría el arranque; suelen ponerse en funcionamiento con vientos de 2 a 3 m/seg, aunque no alcanzan su potencia máxima hasta velocidad-

des mayores.

El rotor está conformado por delgadas placas metálicas, de perfil no aerodinámico, prácticamente planas, con una cierta orientación; el viento ejerce sobre ellas una fuerza de arrastre que provoca el par de giro.

La *potencia nominal* de estas máquinas se puede expresar, en primera aproximación, mediante la fórmula:

$$N = 0,15 D^2 v^3$$

en la que N es la potencia en W, D es el diámetro exterior del rotor en metros y \bar{v} la velocidad del viento en m/seg; la potencia nominal suele darse para velocidades del viento del orden de 5 m/seg.

Su rendimiento máximo es del orden del 30%, aproximadamente el 50% del límite de Betz, con un TSR del orden de la unidad, (la periferia de la pala gira a una velocidad \bar{u} igual a la velocidad del

viento \bar{v} con la que es atacado el rotor). Su funcionamiento es muy simple, por cuanto el rotor acciona directamente un sistema biela-manivela, que mueve un émbolo produciendo un movimiento de vaivén, Fig IV.13.

La utilización más común para estas máquinas es el bombeo de agua mediante una bomba de émbolo que se ajustan bastante bien a las proporcionadas por el multipala, Fig IV.14.

La *fuerza de arrastre* F_x sobre una pala viene dada por la expresión:

$$F_{arr} = F_x = \frac{1}{2} C_x c^2 S = \frac{1}{2} C_x (v - u)^2 S$$

Si el rotor está en reposo la velocidad periférica tangencial \bar{u} de la pala es cero, y se tiene la fuerza máxima que actúa sobre la pala, cuando ésta esté perpendicular a la dirección del viento. Si se multiplica esta fuerza de arrastre máxima por el radio, tomado a partir del eje de giro, se obtiene el par motor de arranque que precisa la pala para comenzar a girar.

El par neto (resultante) tiene en cuenta la máquina completa y será menor, porque el viento está actuando a la vez sobre otras palas que se presentan

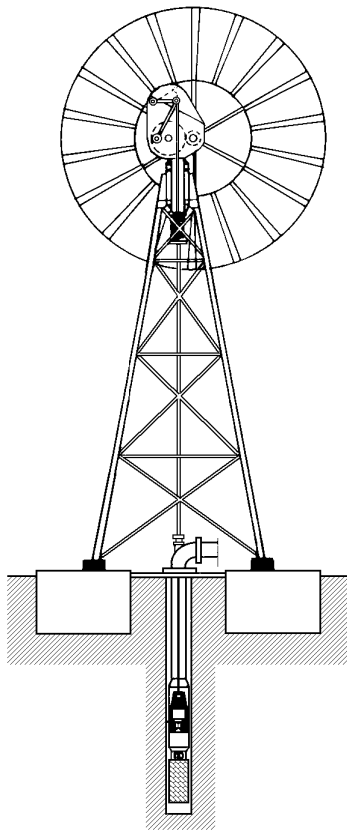


Fig IV.11.- Molino multipala con bomba de pistón

a su acción, lo que retrasa y frena la rotación.

El *par motor a velocidad nominal* es:

$$C = r F_{arr} = \frac{r}{2} v^2 S C_y \frac{\sin(\quad)}{\sin^2 \cos}$$

La potencia útil desarrollada por una máquina de arrastre es igual a la fuerza de arrastre multiplicada por la velocidad periférica tangencial de rotación de la pala \bar{u} , es decir:

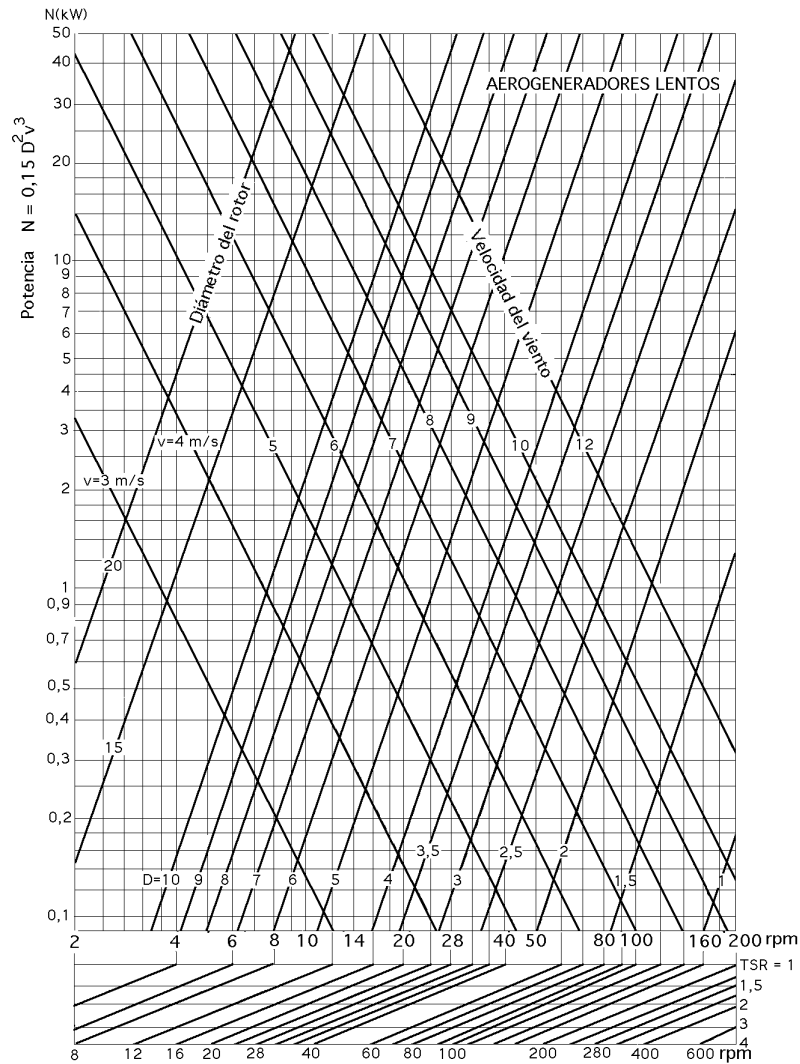


Fig IV.12.- Diagrama para la determinación de la potencia en aerogeneradores lentos

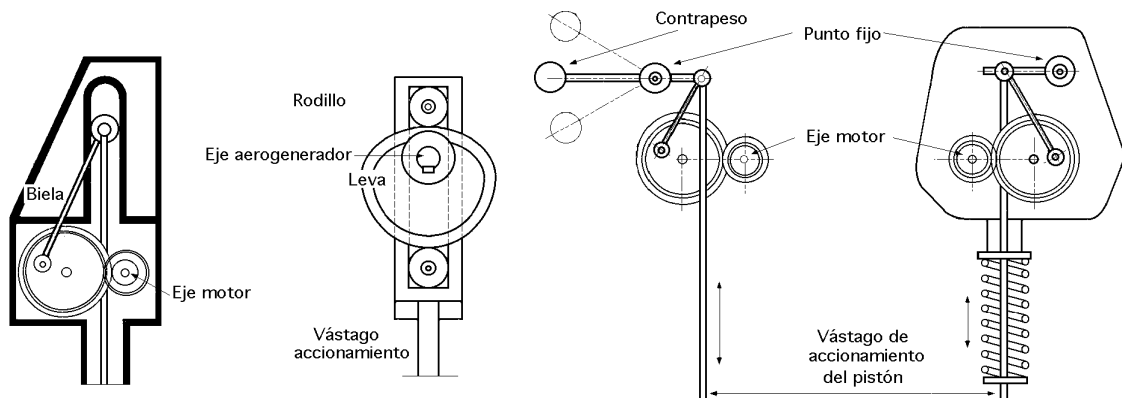


Fig IV.13.- Diversos dispositivos de transmisión del movimiento del molino multipala a la bomba

$$N_{\text{útil}} = \frac{1}{2} (v - u)^2 u S C_x = \frac{v^2 S C_y}{2} \frac{\sin(\alpha - \beta)}{\sin^2 \alpha \cos \beta}$$

Cuando la velocidad periférica \bar{u} de la pala aumenta, la fuerza de arrastre disminuye rápidamente, pero sin embargo la energía generada a partir del viento crece.

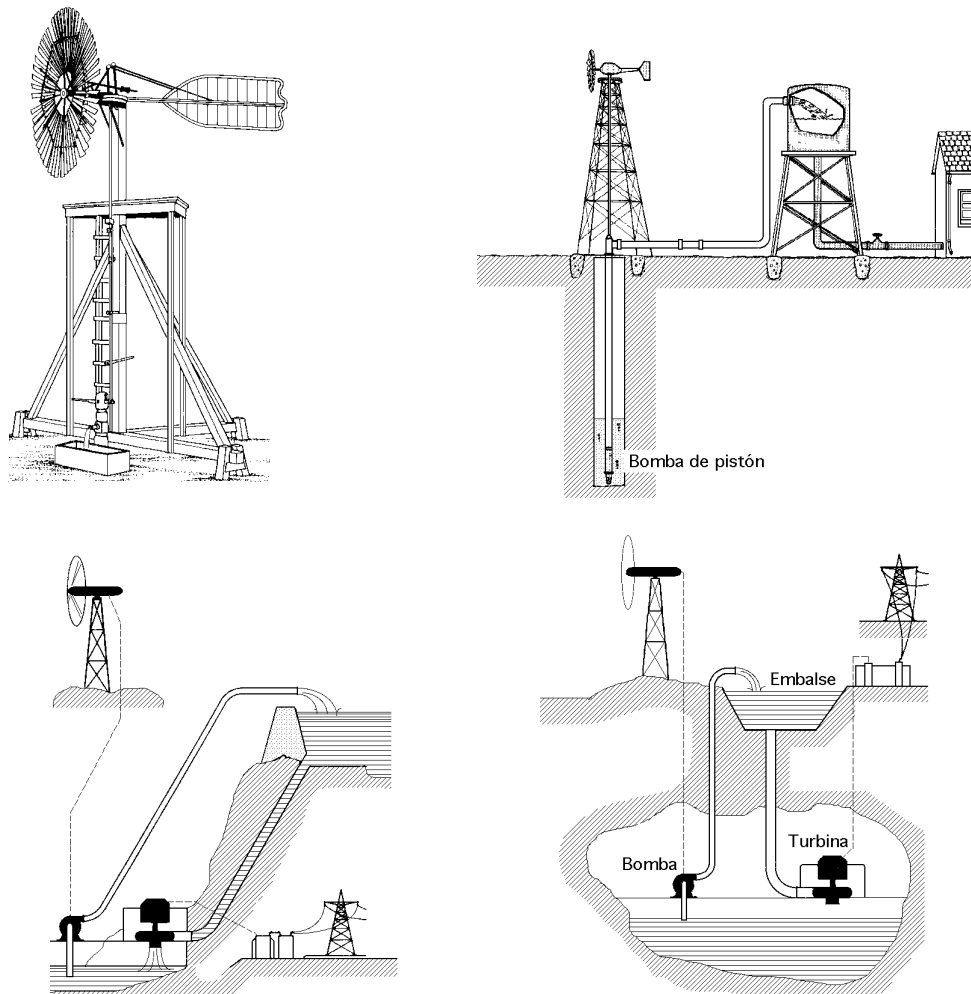


Fig IV.14.- Algunas aplicaciones de bombeo de los multipala

Tabla IV.5.- Datos de multipalas americanos

Diámetro del rotor metros	Número de r.p.m.		Potencia en kW	
	v = 5 m/seg	v = 7 m/seg	v = 5 m/seg	v = 7 m/seg
1	95	133	0,018	0,05
2	47,5	66,5	0,073	0,4
3	31,9	44,5	0,165	0,45
4	23,8	33,2	0,295	0,85
5	19	26,6	0,46	1,42
6	16	22,2	0,67	1,8
7	13,6	19	0,92	2,5
8	11,9	16,6	1,2	3,3
9	10,5	14,8	1,52	4,2
10	9,5	13,3	1,87	5,15

Cuando la velocidad \bar{u} de la pala sea 1/3 de la velocidad \bar{v} del viento, en circulación libre y régimen de funcionamiento normal, se produce la máxima generación de energía eólica.

IV.6.- DESCRIPCIÓN Y POSIBILIDADES DE LOS AEROGENERADORES DE EJE VERTICAL

Las máquinas de arrastre diferencial presentan la ventaja de evitar todo tipo de dispositivos de

orientación a causa de su configuración simétrica y de su construcción, que es muy simple.

El modelo más sencillo de máquinas de arrastre diferencial es el anemómetro de cucharillas.

El movimiento de rotación de las máquinas de este tipo se funda en el movimiento que el viento ejerce sobre los cuerpos huecos o disimétricos originando fuerzas de intensidad muy diferente según la orientación de los cuerpos respecto a la dirección del viento.

Por tanto, si el viento actúa sobre la parte hueca (cóncava) de una semiesfera, siendo C el coeficiente aerodinámico, la expresión de la fuerza actuante es:

$$F = \frac{C S v^2}{2}$$

El valor de $C=1,33$, es más elevado que cuando la corriente de aire se ejerce sobre la parte convexa de la esfera $C=0,34$. Para un semicilindro estos mismos coeficientes se elevan a 2,3 y 1,2. Debido a la disimetría de los elementos constituyentes que es causa de las diferencias en las resistencias que se oponen al desplazamiento del aire, la acción del viento sobre el conjunto del dispositivo se traduce en la aparición de un par motor sobre el eje y la rueda se pone en movimiento.

Una teoría aproximada del molino de eje vertical del tipo de acción diferencial simple consiste en suponer que el centro de las paletas gira con una velocidad periférica, $u = \frac{R \omega}{2}$, con un viento de velocidad v .

Las fuerzas aerodinámicas que se ejercen sobre las palas bajo la acción del viento son aproximadamente proporcionales a $(v - u)^2$ y $(v + u)^2$, por lo que la potencia útil desarrollada por el molino se puede poner en la forma:

$$N_{\text{útil}} = \frac{S \{C_1 (v - u)^2 - C_2 (v + u)^2\} u}{2}$$

donde C_1 y C_2 son dos coeficientes que se suponen constantes.

Esta potencia es máxima cuando:

$$u_{\text{ópt}} = \frac{2 a v - v \sqrt{4 a^2 - 3 b^2}}{2}, \text{ en la que, } \begin{aligned} a &= C_1 + C_2 \\ b &= C_1 - C_2 \end{aligned}$$

$$\text{Para, } \begin{aligned} C_1 &= 3 C_2 & u_{\text{ópt}} &= \frac{v}{6} \\ C_2 &= 0 & u_{\text{ópt}} &= \frac{v}{3} \end{aligned}$$

En la práctica se verifica que el rendimiento de las ruedas del tipo de acción diferencial simple, es máximo para valores del TSR= 0,3÷0,6

AEROGENERADOR SAVONIUS

El aerogenerador Savonius fue inventado por el finlandés de igual nombre en el año 1924 y patentado en 1929. Se compone de dos semicilindros de igual diámetro, de ejes paralelos acoplados al eje de giro y separados una cierta distancia, Fig IV.15.

Las fuerzas que ejerce el viento en la parte cóncava y convexa son diferentes y ello hace que

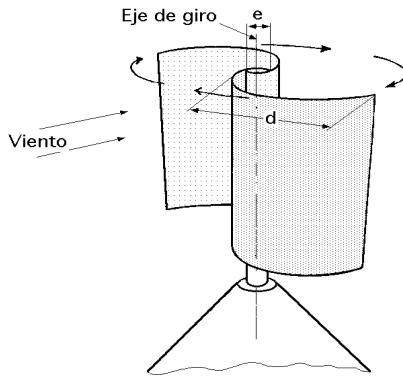


Fig IV.15.- Aerogenerador Savonius

el conjunto gire alrededor de un eje.

Para el rotor Savonius de dos palas o canaletas, el coeficiente de arrastre es aproximadamente la unidad para el curvado cóncavo (intradós), y oscila entre 0,12 y 0,25 para la parte opuesta (extradós) a donde sopla el viento. El rotor siempre está sometido a un par aerodinámico suplementario debido a las dos desviaciones sucesivas que experimenta el viento, formando un ángulo de 180° por efecto de las palas.

Con estos datos se puede calcular fácilmente la fuerza de arrastre, resultante de la diferencia de las fuerzas de arrastre correspondientes a los dos flancos, así como el par motor neto del aparato.

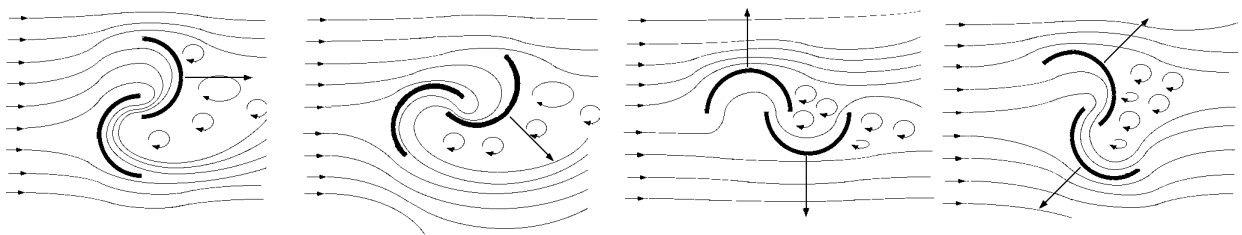


Fig IV.16.- Líneas de corriente en un rotor Savonius

Hay que tener presente que hay que utilizar la velocidad $(v + u)$ en lugar de $(v - u)$ en la pala que está, en un momento determinado, en la parte en que sopla el viento presentando al mismo su parte cóncava (intradós) y $(v - u)$ en la parte convexa (extradós).

CALCULOS

La expresión de la *fuerza de arrastre* es:

$$F_{arr} = \frac{1}{2} S \{ (v + u)^2 - 0,2 (v - u)^2 \}$$

y la de la potencia:

$$N_{\text{útil}} = \frac{1}{2} S \{ (v + u)^2 - 0,2 (v - u)^2 \} u$$

que en primera aproximación puede ponerse en la forma:

$$N_{\text{útil}} = \frac{1}{2} S C_y u^3$$

siendo C_y del orden de 0,3.

Otra expresión para la potencia útil en función del factor de conversión de la energía del viento k es:

$$N_{\text{útil}} = \frac{1}{2} A v^3 k$$

en la que, para \bar{v} en m/seg, A en m^2 , $k = 0,00136$, obteniéndose la potencia en kW.

La potencia alcanza un valor máximo para velocidades \bar{u} próximas a $\frac{v}{6}$; el valor de s es:

$$s = h (2 d - e)$$

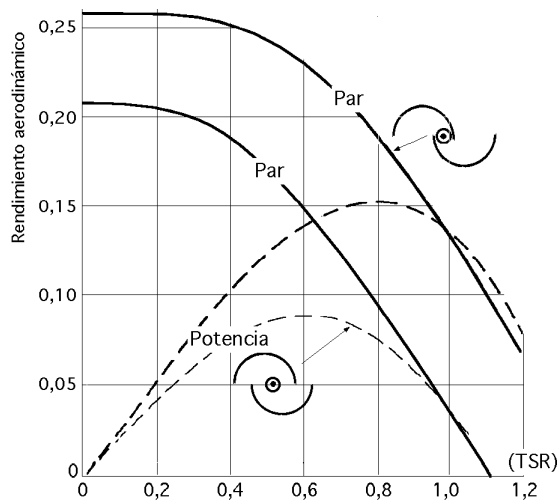


Fig IV.17- Rendimiento del rotor Savonius

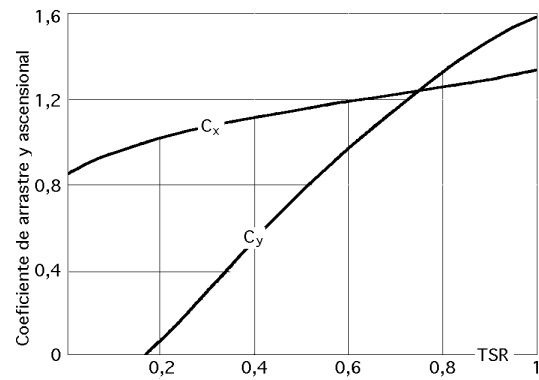


Fig IV.18.- Coeficientes del rotor Savonius

El rendimiento del rotor viene dado por la gráfica de la Fig IV.17, para un valor dado del TSR; si el TSR es igual a 0,8 (que se corresponde con la potencia máxima), el valor del rendimiento es del orden de 0,15.

Si se supone que las dimensiones del rotor son: Altura, $h = 3$ m; diámetro, $d = 0,5$ m el área frontal es:

$$A = h \times 2 d = 3 \text{ m}^2$$

La potencia útil generada es:

$$N_{\text{útil (kW)}} = \frac{10^{-3}}{2} \times 1,25 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3} \times v^3 \left(\frac{\text{m}}{\text{seg}} \right)^3 \times 3 \text{ m}^2 \times 0,15 = 0,2812 v^3$$

Las fuerzas de sustentación y de arrastre aparecen por efecto Magnus; el rotor frena al viento por una parte (sotavento), mientras lo acelera por la contraria (barlovento).

La fuerza ascensional empuja lateralmente al rotor mientras que la fuerza de arrastre lo empuja hacia abajo.

$$\begin{aligned} F_{\text{as}} &= 1,08 C_y A v^2 \\ F_{\text{arr}} &= 1,08 C_x A v^2 \end{aligned}$$

Estas fuerzas se pueden expresar en la forma,

obteniéndose los coeficientes C_x y C_y a partir de la Fig IV.15, en función del TSR.

Para un TSR igual a 0,8 se obtiene, $C_y = 1,4$; $C_x = 1,2$, por lo que suponiendo una velocidad del viento $v = 10$ m/seg, se tiene:

$$F_{\text{as}} = 1,08 \times 1,4 \times 1,25 \times 3 \cdot 10^2 = 567 \text{ kg}$$

$$F_{\text{arr}} = 1,08 \times 1,2 \times 1,25 \times 3 \cdot 10^2 = 486 \text{ kg}$$

y la fuerza total:

$$F_{\text{total}} = \sqrt{F_{\text{as}}^2 + F_{\text{arr}}^2} = \sqrt{567^2 + 486^2} = 746,8 \text{ Kg}$$

que es la carga total que tiene que absorber el soporte de la estructura.

DISEÑO.- Para diseñar un rotor Savonius hay que conocer de antemano las opciones que pueden existir, que incluyen espaciados entre palas, número de palas, esbeltez y posicionamiento de las mismas y discos laterales que conforman las bases de apoyo, como se indica en las Fig IV.19, presentando diversas opciones; se observa que la e tiene una mayor esbeltez que la f, mientras que la g mejora el rendimiento del rotor a bajas rpm, así como la energía liberada para un determinado campo de velocidades del viento.

REGULACIÓN.- Por lo que respecta a la regulación sabemos que para un rotor de palas se utilizan formas de orientación y gobierno que actúan en el sentido de preservar a la máquina de la acción del viento para no encontrarse bajo estas fuerzas acelerativas.

Cuando el rotor Savonius se embala es muy difícil de gobernar; si para disminuir la velocidad de rotación se le aplica un freno, el par ejercido sobre el rotor aumenta y puede llegar a averiarle, por lo que este sistema de frenado no es muy adecuado.

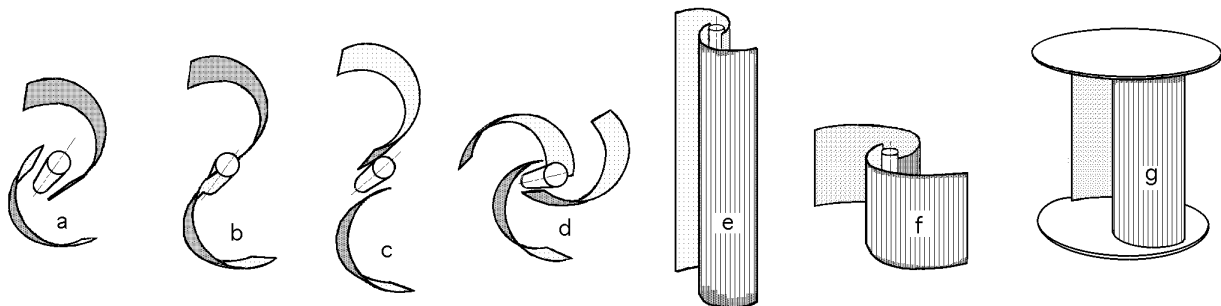


Fig IV.19.- Diversas opciones de diseño de un rotor Savonius

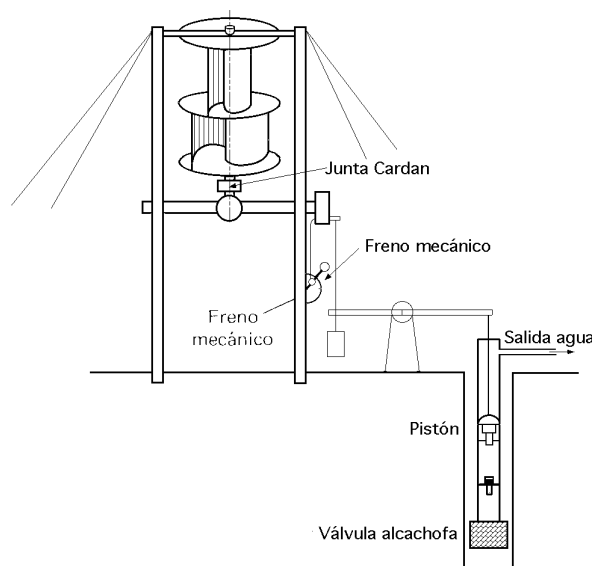


Fig IV.20.- Instalación de bombeo mediante un rotor Savonius

Si las palas (canaletas) se mueven de forma que el rotor Savonius se convierta en un cilindro,

la superficie resultante, cilíndrica, no estaría en condiciones de realizar un trabajo y, por lo tanto, ésta es la forma más usual de regulación en este tipo de rotores; en esta situación, por lo tanto, dejaría de comportarse como tal máquina eólica.

AEROGENERADOR DARRIEUX

Los aerogeneradores de eje vertical fueron recuperados por Darrieux en los años veinte. El rotor Darrieux fue patentado en 1931, y está constituido por hojas perfiladas que giran alrededor de un eje vertical. En la Fig IV.21 se muestra un ejemplo de rotor Darrieux de tres hojas de aluminio extruido; el alternador síncrono gira a 1500 rpm y la relación de velocidades (alternador-rotor Darrieux) es de 16,78.

En lo alto del mástil lleva un anemómetro y un sensor de vibraciones, a cuyas señales anómalas el Darrieux se frena. Para evitar sobrecargas y exceso de velocidad en el alternador, se colocan unos contrapesos ensamblados en las hojas del aparato para absorber la energía extra del viento durante los períodos de alta velocidad; el peso total es de 3 Tm y la potencia generada en el alternador es de 25 kW para velocidades del viento del orden de 12 m/seg.

Los Laboratorios Sandia (New México), construyeron en 1977 una aeroturbina de 17 m de diámetro y una potencia de 70 kW, Fig IV.22. Ese mismo año, la National Research de Canadá encarga la construcción de una máquina de 24 m de diámetro y 200 kW de potencia, que se instaló en la isla Magdalena, acoplada a una planta Diesel. El prototipo funcionó durante un año antes de que las palas acabaran por romperse. Posteriormente los Laboratorios Sandia desarrollaron otro modelo de 120 kW de potencia y 34 m de diámetro. En USA se han diseñado modelos comerciales de aerogeneradores Darrieux, con potencias de 150 y 250 kW y en California existen parques eólicos con turbinas de este tipo que alcanzan los 30 MW.

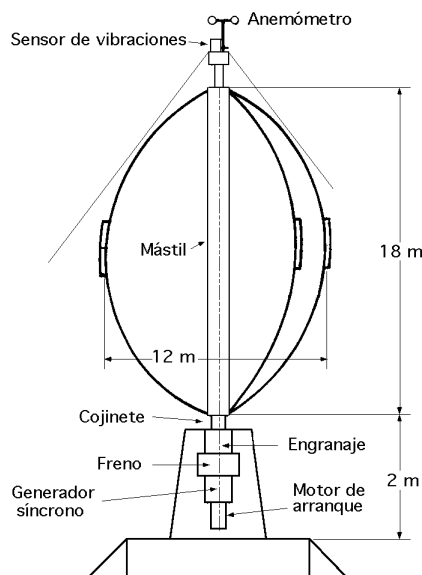


Fig IV.21.- Dimensiones del rotor Darrieux de 25 kW

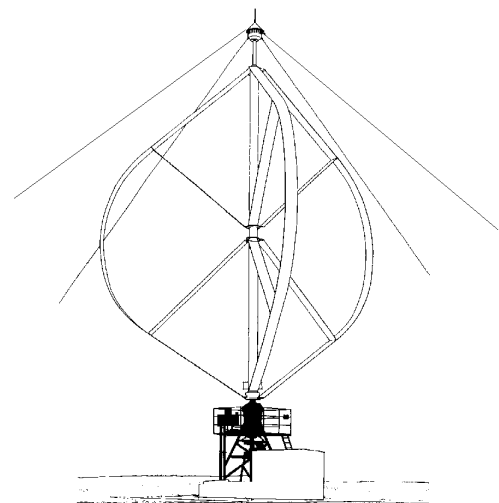


Fig IV.22.- Aeroturbina Darrieux de 70 kW
(Lab. Sandia, Albuquerque, New México)

En Europa, el programa eólico holandés ha dedicado una especial atención a este tipo de turbinas. Dadas las dificultades para encontrar emplazamientos adecuados a las grandes turbinas de eje horizontal, los holandeses intentan desarrollar modelos Darrieux de potencia media con meno-

res requerimientos desde el punto de vista de la utilización del suelo. Después de fabricar máquinas de baja potencia con el fin de adquirir experiencia en este campo y contrastar modelos y métodos de análisis, la Fokker diseñó y construyó un prototipo de 400 kW.

POTENCIA Y PAR MOTOR..- La fuerza ascensional o de sustentación en un rotor Darrieux, es la producida en el perfil según una dirección perpendicular a la dirección del viento aparente. En la Fig IV.23 se observa que para un rotor Darrieux la fuerza ascensional modifica continuamente su dirección, sentido y magnitud, dependiendo de la posición de las aspas respecto al viento, y es la que vería un observador situado sobre el propio perfil.

La *fuerza ascensional* viene dada por la expresión:

$$F_{\text{sust}} = F_Y = \frac{1}{2} C_Y S c^2$$

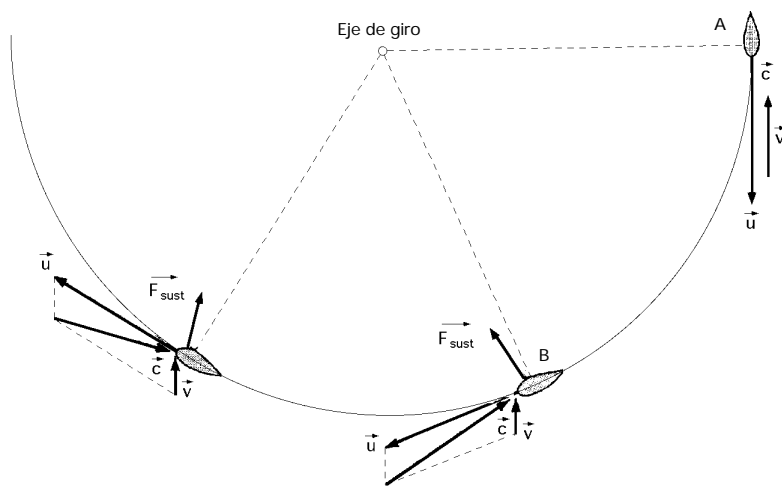


Fig IV.23.- Modificación de la fuerza ascensional en un rotor Darrieux

La *potencia* desarrollada por el aparato es:

$$N = \frac{1}{2} C_Y S c^3$$

En la Fig IV.25, se ha hecho la representación ($\lambda_{\text{aerod-TSR}}$), para un rotor Darrieux; se observa que el rotor tiene que ser acelerado cuando su TSR sea menor de 2.

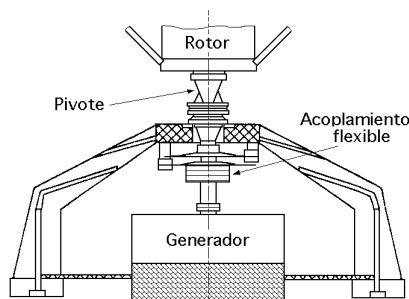


Fig IV.24.- Sistema soporte del rotor Darrieux

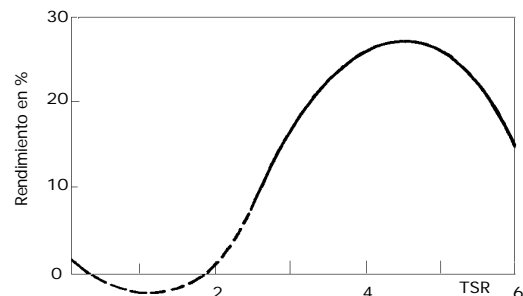


Fig IV.25.- Curva, $\{\lambda_{\text{aerod-TSR}}\}$, rotor Darrieux

Esta aceleración se puede conseguir mediante un motor de arranque, como por ejemplo el

representado en la Fig IV.26, que consiste en dos turbinas Savonius acopladas al eje de la turbina principal, para así poder pasar a un TSR de funcionamiento normal, en que será accionado únicamente por la acción del viento; el prototipo indicado tiene una potencia de 20 kW, (Instituto de Climatología y Meteorología de Hannover, Alemania) .

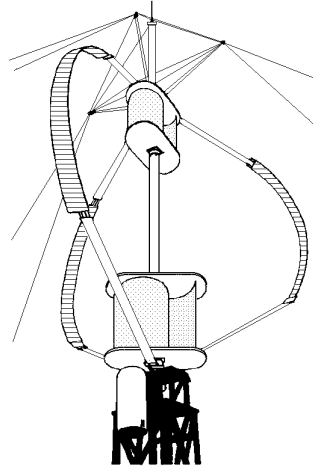


Fig IV.26.- Aerogenerador Darrieux con dos Savonius acoplados, que actúan como motor de arranque

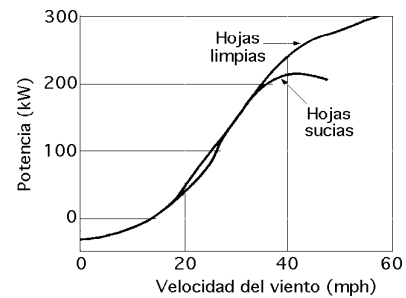


Fig IV.27.- Efecto de la suciedad sobre las hojas de un rotor Darrieux

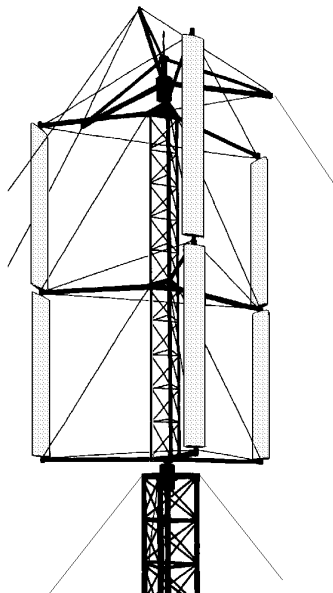


Fig IV.28.- Prototipo giromill 500 kW MacDonnell-Douglas

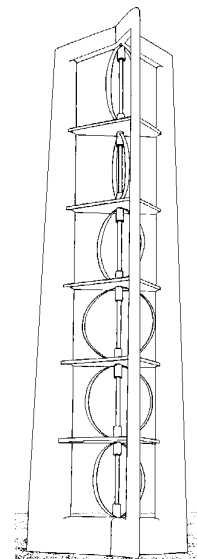


Fig IV.29.- Torre de 6 aerogeneradores Darrieux acoplados en serie

En la Fig IV.27 se indica la influencia de la suciedad de las hojas de un rotor Darrieux en la potencia, cuando se ensucian con el paso del tiempo.

En la Fig IV.28 se muestra un prototipo giromill en el que se observa las posiciones de frenado y de trabajo normal de las hojas.

Aunque hasta el momento todas las aeroturbinas Darrieux construidas no han sobrepasado el rango de las potencias medias, el campo de las grandes potencias no está vedado a los sistemas de eje vertical.

A medida que se ha ido adquiriendo experiencia práctica se han emprendido proyectos cada vez más ambiciosos; así, a finales de los sesenta, South y Rangitikei, en el National Research Council de

Canadá, comenzaron los estudios y ensayos sobre unas turbinas de este tipo que, hoy en día, constituyen uno de los modelos eólicos de interés.

Así, por ejemplo, el proyecto Eolo canadiense consistía en una turbina de 4 MW que fue instalada en Cap Chat, Quebec, en 1987. El aerogenerador, de 2 palas y 98 m de altura, tiene un diámetro ecuatorial de 64 m y es una de las mayores instalaciones construidas hasta el momento.

A finales de 1991 había completado 14.000 horas de operación, si bien con algunos problemas de agrietamiento en las palas.

Otra planta de 1,2 MW diseñada por J. Fischer, utiliza varias aeroturbinas Darrieux acopladas en serie, e instaladas por pisos en una torre de gran altura, Fig IV.29.

IV.7.- OTROS TIPOS DE MAQUINAS EOLICAS

Después del desarrollo de generadores de hélice de grandes dimensiones, la búsqueda de nuevos modelos para generar potencias superiores a los 100 MW ha conducido a sistemas básicamente distintos a los tradicionales, como:

Sistemas difusores.- La forma más simple de incrementar la eficacia del rotor es incluirle en el interior de una tobera divergente, Fig IV.30. El rotor y las palas se incluyen dentro de un conducto de forma cónica o simple embocadura de tobera, con el fin de acelerar la velocidad del viento que incide sobre las palas de la hélice; de este modo se consigue una eficacia teórica superior a tres veces la correspondiente a una aeroturbina ordinaria.

Alas en delta.- Los concentradores de viento Fig IV.31, que tienen forma de *ala en delta* generan vórtices a ambos lados de la misma, lo que permite concentrar la energía del viento sobre un par de turbinas eólicas estratégicamente situadas. Es de esperar que la producción de energía por turbinas impulsadas por los vórtices marginales sea diez veces superior a la obtenida en las turbinas libres, pero hasta la fecha, ninguno de estos sistemas ofrece mejoras de rendimientos sobre los convencionales de eje horizontal o vertical.

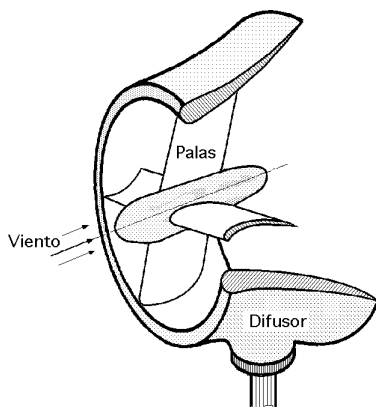


Fig IV.30.- Sistema difusor

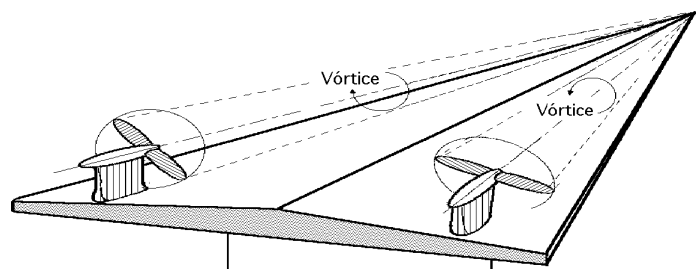


Fig IV.31.- Concentrador de viento tipo ala en delta

Generador Andreu-Enfield.- El generador Andreu-Enfield, Fig IV.32, ya visto anteriormente, tiene sus palas huecas, las cuales giran por la acción del viento exterior que incide sobre ellas como una máquina eólica normal, lo que provoca la expulsión del aire en ellas contenido, que sale despedido bruscamente por los extremos de las mismas, por efecto de la fuerza centrífuga originada en el giro, generando una depresión o vacío parcial en su interior, que permite la aspiración de aire por la parte inferior de la estructura, el cual hace girar una turbina eólica de eje vertical conectada a un

alternador situado en su parte inferior.

Sistemas tipo tornado.- Otro aspecto de utilización de la energía eólica que ha sido objeto de numerosos estudios y proyectos de plantas de gran potencia son los generadores ciclónicos. Este sistema, totalmente diferente de los que hemos visto hasta ahora, está inspirado en el principio que utiliza la naturaleza al generar energía en tornados, ciclones y huracanes; el viento sopla tangencialmente sobre una torre cilíndrica y penetra en su interior a través de deflectores, produciendo un tornado en su interior.

El vacío creado en el centro del vórtice produce una succión en el fondo de la torre, formándose una corriente vertical que se va acelerando en su movimiento ascendente, generando una depresión en su centro que mueve las turbinas axiales por el efecto de succión, Fig IV.33.

Los primeros antecedentes de este tipo de generadores corresponden al meteorólogo americano Ringleb (1962), aunque existen ciertos grabados de Leonardo da Vinci en los que aparecen unas máquinas movidas por un efecto parecido.

El desarrollo experimental de los generadores ciclónicos fue realizado por L. M. Michaud y J. Yen, siendo el proyecto de este último apoyado por el Gobierno federal de los EE.UU.

Los cálculos realizados parecen demostrar que la velocidad de rotación del aire en el vórtice del ciclón (en una zona comprendida entre el centro y $1/7$ del radio del cilindro) puede alcanzar valores diez veces superiores a la que se obtiene en la pared del cilindro.

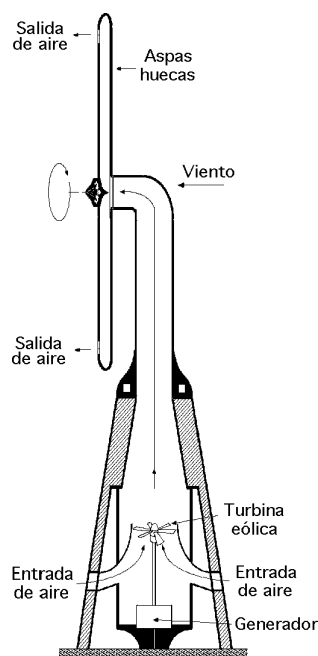


Fig IV.32.- Generador Andreu-Enfield

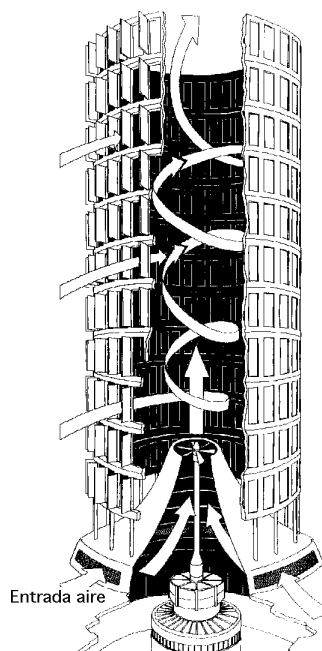


Fig IV.33.- Turbina tipo tornado

La velocidad vertical de salida, que es la que se utiliza para mover la turbina, es nula en la pared y crece hacia el centro vórtice, alcanzando valores entre siete y ocho veces la del medio circundante.

Ciertas estimaciones parecen indicar que se pueden obtener potencias entre cien y mil veces mayores que las que se obtendrían con sistemas eólicos convencionales con la misma superficie de captación.

El prototipo diseñado por el profesor Yen, con una potencia nominal de 15 MW, fue ensayado en túneles aerodinámicos; un problema aún no resuelto es el enorme ruido que provocaba el tornado

en la torre; los estudios teóricos demostraron que la energía que puede suministrar una chimenea vertical es del orden de cien veces superior a la de una máquina eólica convencional con el mismo viento. En esta torre de conversión ciclónica, la turbina y el generador están situados, donde se producen los vórtices, en la base de la torre de 15 metros de altura y 8,5 m de diámetro.

Los deflectores son fijos y las válvulas de las compuertas de admisión del aire se accionan por el propio flujo del viento; el aire que entra por su parte inferior asciende caliente por la acción del Sol que provoca un efecto invernadero; en períodos nublados, la energía térmica necesaria para la formación del flujo inducido es suministrada por una cámara de combustión de hidrógeno, que calienta el aire; de este modo la fuerza del tornado se refuerza con la corriente de aire caliente al igual que en los tornados naturales, en los que los efectos convectivos térmicos se suman a los verticales.

Este tipo de sistema eólico podría superar las limitaciones de rendimiento del 60% impuestas por el teorema de Betz.

Chimenea eólico-solar.- Lugares ideales para este tipo de central son las regiones soleadas no accesibles a los métodos normales de explotación de la energía eólica; en Manzanares (Ciudad Real) se construyó una central piloto eólico-solar; tenía una chimenea de 200 m. de altura y 10 m. de diámetro, (con un peso de 200 Tm); estaba construida de chapa de acero galvanizado y ocupaba el centro de una cubierta de poliéster de 250 m. de diámetro.

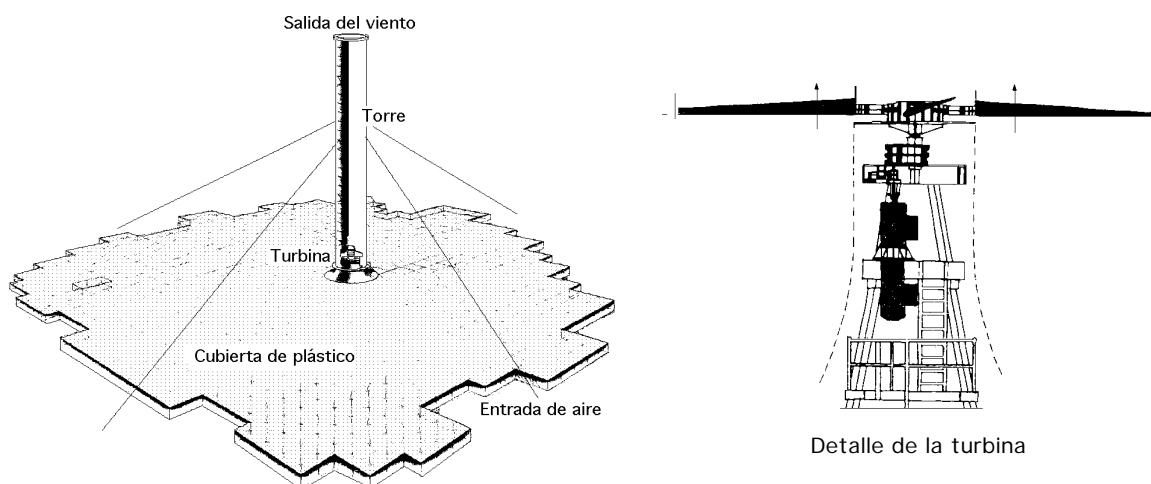


Fig IV.34.- Chimenea eólico-solar

Esta planta, llevada a cabo por el Departamento alemán de Investigación Tecnológica en colaboración con Unión Eléctrica Española, aprovechaba la energía solar calentando una gran superficie de terreno mediante el efecto invernadero. El proyecto se desarrolló a partir de una idea original del profesor Schlaich, del Leonhart und Andra de Stuttgart, y los cálculos y diseños de detalle se realizaron en el Instituto de Aerodinámica de la Universidad de Stuttgart, bajo la dirección del profesor Schwartz.

El aire en contacto con el suelo se calentaba, y producía una corriente ascendente a través de una chimenea central en la que se disponía una aeroturbina que la transformaba en energía eléctrica. El modelo experimental, de 100 kW de potencia, se puso en marcha a principios de 1982, y ha funcionado durante ocho años antes de ser desmantelado.

La chimenea eólico-solar era una central, en la que la energía, procedía del aire y del Sol, Fig

IV.34, y combinaba tres técnicas, como:

El efecto invernadero

El efecto chimenea (tiro)

Las aspas del aerogenerador de viento

Los rayos solares atravesaban una enorme cubierta de plástico transparente, situada a una corta distancia del suelo, 2 m, y calentaban el aire que entraba por la periferia, entre 20°C y 50°C, que tendía a escapar por la chimenea situada en el centro de la cubierta; para favorecer este flujo, la cubierta ascendía en dirección a la torre-chimenea; el tiro de aire al ascender por la torre, podía alcanzar grandes velocidades y mover las aeroturbinas dispuestas en su interior, generando energía eléctrica.

El conjunto del turbogenerador estaba formado por una turbina, un regulador de caudal del aire y dos generadores de 150 kW y 40 kW, cuyo acoplamiento dependía del número de revoluciones de la turbina; una vez acoplado el generador de 40 kW, cuando éste alcanzaba las 1.000 rpm se efectuaba el paso al generador grande; en la misma forma, si la velocidad del viento disminuía por debajo de un cierto límite, automáticamente un relé desconectaba el generador de la red para no consumir energía en vez de producirla y la turbina giraba sin carga.

La calidad de la cubierta era fundamental, pues debía permitir la penetración de los rayos solares de corta longitud de onda e impedir el paso de los rayos de longitud de onda larga (infrarrojos) procedentes de la tierra. Al mismo tiempo debía poseer una gran resistencia mecánica, pues las fisuras o cortes en la lámina producirían fugas del aire con pérdidas del rendimiento; por ello, la vida de la cubierta, 25.000 m² de poliéster, frente a las influencias climatológicas (tormentas, granizo, etc.) fue crítica para el éxito del sistema, pues representaba aproximadamente el 45% de la inversión total.

En el centro de cada 6 m² de cubierta iba instalada una válvula de drenaje que normalmente estaba cerrada para evitar escapes de aire, y que durante períodos de lluvia se abría para permitir el drenaje y la limpieza de polvo y tierra acumulados en la superficie exterior.

En este tipo de sistemas la capacidad productiva crece (el coste disminuye) con la temperatura creciente bajo el colector por efecto invernadero, así como con la altura de la torre y con las dimensiones de la cubierta. La producción de energía depende de la irradiación solar y de las dimensiones de la instalación; el suelo se recubre de mantillo oscuro para favorecer la absorción de la radiación; el movimiento del aire en forma de chorro se produce a pesar de que fuera de la instalación, la calma puede ser absoluta. Con una altura de chimenea de 900 m y un colector de 10 km de diámetro, 78,5 millones de m², se podrían alcanzar potencias de 1000 MW; con una chimenea de 800 metros de altura, en un emplazamiento ideal en un desierto de rocas con una irradiación solar media de 0,5 kW/m², se podrían generar 270 MW.

Rotor Savonius con difusor.- Existe una variante del rotor Savonius que incluye un mecanismo difusor de álabes fijos, que a su vez se pueden orientar como conjunto mediante una aleta de cola. Esto permite dirigir el viento hacia un rotor con varias aspas, 10 o más, provocando su giro sin apenas efectos de frenado y mejorando por lo tanto su rendimiento, Fig IV.35.

Acoplamiento de las energías eólica y solar.- En muchos países la energía disponible del viento varía a lo largo del año siendo máxima en los meses de invierno y mínima en los meses de verano, al contrario de lo que ocurre con la energía solar.

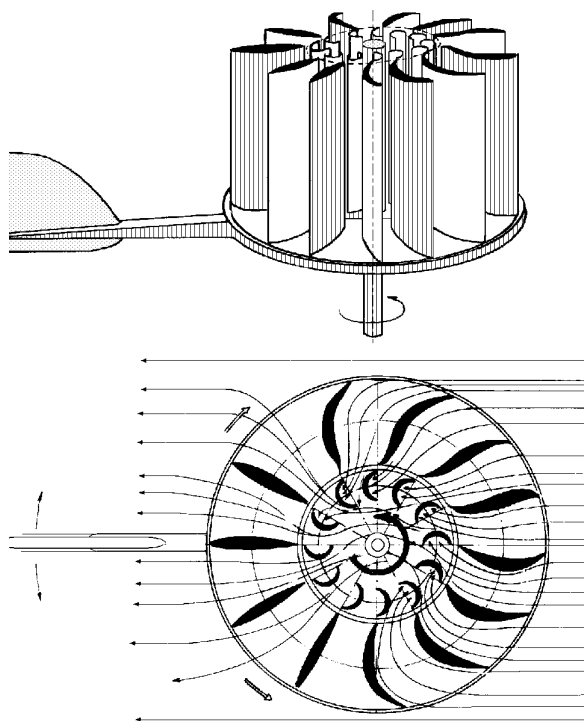


Fig IV.35.- Rotor Savonius con sistema difusor orientable por aleta de cola

Por lo tanto, un sistema mixto de captación eólica solar podría ser útil en aplicaciones de calefacción ambiental. Las variaciones diurnas de la velocidad del viento suelen presentarse con cierto retraso respecto al máximo solar.

El método más simple consiste en disponer de una batería de colectores solares planos en una pared inclinada que favorece las corrientes de aire ascendentes y que en su parte superior posee un conjunto de turbinas difusoras de viento de modo que se suman los efectos eólicos con los solares.

Otra posibilidad es el acoplamiento de una torre eólica tipo Savonius, y un panel de células solares; si un día el tiempo es soleado y el viento está en calma, la energía procede del panel fotovoltaico, pero si al día siguiente puede estar nublado y con viento, la energía procederá entonces de la máquina eólica; una batería actúa como elemento que almacena la energía eléctrica, cualquiera sea su origen, como fuente de energía en aquellos días en que simultáneamente esté nublado y no haya viento.

IV.7.- PROYECTOS UTÓPICOS

La atracción que representa una energía como la del viento, inagotable, gratuita y no contaminante ha dado lugar a un gran número de proyectos ambiciosos y de proporciones gigantescas que hoy nos parecen utópicos, pero que quizá podrán realizarse en el futuro; entre ellos citamos los siguientes:

Proyecto Heronemus.- El profesor Heronemus, USA, proyectó la construcción de 30.000 torres eólicas, de 250 metros de altura provistas de 20 aeroturbinas de 15 metros de diámetro.

Estas torres se distribuirían en las grandes llanuras que se extienden desde Texas al Canadá con una torre por milla cuadrada; ésta empresa representaría la construcción de una torre por cada 1000 ciudadanos americanos con un total de 600.000 generadores con sus correspondientes aparatos de almacenamiento de energía.

En conjunto, el proyecto supondría una producción eléctrica de 190.000 MW (equivalente a 150 centrales nucleares de la generación actual), y produciría más del 50 por ciento de la energía eléctrica consumida hoy en USA.

Incluso se prevé el aprovechamiento de la energía eólica instalando torres con aerogeneradores de 2 MW flotando sobre lagos y océanos. La energía eléctrica generada se destinaría a la obtención de hidrógeno procedente de la electrólisis del agua.

Proyecto de Ezgar Nazare.- E. Nazare (Francia) propuso la construcción de una torre ciclónica a instalar en el Sáhara con una chimenea convergente divergente entre 300 y 600 metros de altura y 300 metros de diámetro en la base. El tiro por la chimenea aspira aire caliente a ras del suelo y se eleva a gran velocidad hacia las capas frías de la parte superior de la torre. Una o más turbinas situadas en la sección más estrecha de la torre producirían hasta 1.000 MW durante las horas más cálidas del día.

Proyecto Aurora.- F. Moissin-Franckhauser propuso la idea de un generador formado por una inmensa vela de 450 metros de radio sujeta por cables de 2 km a un buque dotado de máquinas eólicas, que al ser propulsado por la vela transformarían su energía cinética en electricidad. Para una vela a 500 m de altura, se podría proporcionar una potencia de 1.000 MW que se destinaría a la fabricación de hidrógeno y metanol a partir de la electrólisis del agua.

Proyecto Heidman.- Consistía en el aprovechamiento total de la energía eólica del viento mistral a lo largo del valle del Ródano y así sustituir 20 centrales nucleares de 500 MW.

Proyecto Valioukine.- Valioukine ha propuesto instalar en Rusia, en el trayecto de los vientos siberianos que soplan periódicamente a más de 100 km/h, un conjunto de 1.000 aerogeneradores de 20 metros de diámetro a lo largo de un cañón artificial, suministrando una potencia total de 7.000 MW.

Otra posibilidad es la de utilizar un conjunto de paracaídas dispuestos en fila y unidos mediante un cable, conformando un circuito en forma de lazo; los paracaídas de una parte de este circuito se hinchan por la acción del viento, mientras que los de la parte opuesta se pliegan, estableciéndose así un movimiento circular que aprovecha el viento para accionar una polea situada sobre el buque anclado y que está acoplada a un generador eléctrico; pruebas mediante modelos (en laboratorio) demuestran que el método funciona con la ventaja de que su instalación es menos costosa que la de los sistemas de turbina convencionales.

Otros proyectos prevén la posibilidad de aprovechar la energía de oscilación de los árboles sacudidos por el viento o las cargas electrostáticas producidas por la fricción del viento en la superficie de globos cautivos o el establecimiento de centrales eólicas en la troposfera que aprovecharían la gran regularidad de los vientos a gran altura, etc.

Al margen de estos proyectos, que en algún momento llegaron a despertar cierto interés, todavía existen otros sistemas eólicos, tal vez con pocas posibilidades de desarrollo, pero cuyos diseños indican un elevado nivel de imaginación.

Proyecto Obert.- El sistema aerostático diseñado por el profesor Obert se compone de seis aerogeneradores acoplados a un globo, que podría elevarse entre 5.000 y 10.000 m de altura, para operar con velocidades de viento muy superiores a las que se pueden obtener a nivel del suelo. Una planta de este tipo podría generar 20 MW e incluso alcanzar los 100 MW.

Proyecto Herter.- Otro ambicioso proyecto, también de 20 MW, es el del profesor E. Herter,

que consistía en unas alas provistas de hélices y sobre las que se apoya otra ala vertical de 30 m de altura. El sistema formado por varios módulos se pone en funcionamiento mediante la ayuda de motores auxiliares que utilizan las hélices como impulsoras. Una vez estabilizados los módulos a 100 m de altura y describiendo círculos de 300 m de diámetro, las hélices actúan como aerogeneradores. Las alas horizontales proporcionan la sustentación necesaria para mantenerse en el aire, actuando igual que las alas de los aviones Fig IV.36.

Las alas verticales generarían el impulso que debe vencer la resistencia aerodinámica y producir el empuje necesario para que el sistema siga girando.

Dicho impulso es inducido sobre las alas verticales por la energía del viento, de la misma forma que actúa sobre las turbinas Darrieux.

La superficie de barrido del sistema sería de 18.000 m² y las velocidades del viento a 100 m de altitud son muy superiores a las que se pueden encontrar a nivel del suelo.

La electricidad se obtendría a través de los rotores y se enviaría a la estación localizada en la base de la torre por los cables de sujección.

Por el momento, la limitación de potencia de las grandes máquinas eólicas, 5 a 7 MW, supone una dificultad comparativa frente a otros sistemas energéticos.

Sin embargo, la solución en el futuro parece ser la instalación de granjas de aeroturbinas.

Las necesidades de terreno aumentarían sensiblemente, puesto que la separación entre turbinas debería ser del orden de diez veces su diámetro para evitar posibles fenómenos de interferencias, pero podría compensarse con la reducción de los costes de mantenimiento y de instalación.

V.- PARQUES EOLICOS AEROGENERADORES AMERICANOS

V.1.- EL PARQUE EÓLICO

Con este nombre se conoce la instalación conjunta de gran número de generadores eólicos que generan electricidad que facilitan a las redes de suministro, resolviendo dos problemas como son la potencia relativamente baja de los aerogeneradores individuales y su producción intermitente.

El conjunto de un centenar de unidades conectadas, reduce los gastos de mantenimiento y simplifica los requisitos de interconexión de potencia. Además, se suavizan y compensan las interrupciones provocadas por turbulencias y fluctuaciones locales en la velocidad del viento.

Normalmente el concepto de parque eólico va asociado a grandes unidades (del orden de 1 a 2 MW), pero existen también parques eólicos con potencias individuales de 25 a 50 kW.

Los problemas tecnológicos que plantean las interconexiones requieren un estudio completo de coordinación de tipo económico, meteorológico y social.

El almacenamiento de energía en períodos de producción excesiva se resuelve, por ejemplo, bombeando agua en centrales hidroeléctricas.

La red de parques eólicos más extensa del mundo se encuentra en California; a principios de 1992 había 17.000 aerogeneradores de 25 a 50 kW instalados en sus terrenos montañosos que generaban el 1% de la energía consumida en California, y que era el 80% de toda la energía eólica generada en el mundo; se calcula que para el año 2000 la energía eólica podría suministrar el 20% de la electricidad consumida en el Estado de California.

Estos parques están emplazadas en lugares de vientos intensos y constantes; la electricidad se genera a un precio que empieza a ser competitivo con la electricidad obtenida en las centrales nucleares y térmicas.

Los parques eólicos se estructuran, con una cierta cantidad de aerogeneradores; por ejemplo, una instalación de baja potencia con rotores de 12,5 m de diámetro puede comenzar a suministrar energía para velocidades del viento del orden de 4 m/seg; cuando sopla a 11 m/seg llega a generar una potencia nominal de 30 kW; para velocidades del viento por encima de este valor,

pueden mantener constante su potencia hasta velocidades de desconexión de aproximadamente 25 m/seg.

Para mantener al mínimo posible las necesidades de planificación, se ha desarrollado para los parques eólicos un concepto técnico basado en una estación central de distribución de energía con transformador.

Los requerimientos que se han de cumplir para la instalación y el mantenimiento preventivo y de reparación de aerogeneradores con infraestructura limitada, en sitios alejados, hacen que la estructuración de un parque eólico compuesto por aerogeneradores pequeños resulte más conveniente que una instalación única de mayor potencia; el número de aerogeneradores y la potencia nominal del parque eólico, se rigen por las necesidades constantes de potencia de la red de corriente y por criterios económicos; siempre es posible ampliar un parque eólico para aumentar la producción de energía eólica, desde un punto de vista económico, gracias a la estructura modular que se ha dado al sistema de aerogeneradores que se construyen en serie.

Todas las funciones esenciales del servicio corren a cargo de las unidades de control electrónico en cada uno de los sistemas aeroeléctricos; las funciones integradas para el arranque del aerogenerador, interconexión a la red, seguimiento y desconexión en caso de avería en la red o interrupciones breves, así como toda una serie de funciones de seguridad y servicio permiten la operatividad automática y casi exenta de cuidado y mantenimiento del parque eólico. La operatividad de instalaciones de energía eólica conectadas a una red de corriente, que puede proporcionar valores energéticos interesantes, exige de ciertos controles ajustados.

El control del ángulo de ataque de la pala permite mantener controlado el régimen de rotación o potencia dentro de estrechas tolerancias, independientemente de las condiciones momentáneas de la red; como es natural, sólo es posible controlar la potencia emitida por una instalación aeroeléctrica en regímenes inferiores a los de la potencia máxima dada por la velocidad instantánea del viento.

Para mantener la frecuencia de la red fiable, incluso si el gasto másico disponible del viento sobrepasa temporalmente las necesidades de potencia de la red, es necesario tomar medidas preventivas en las técnicas de control del ángulo de ataque de la hélice, que ofrece posibilidades sencillas y eficaces para evitar el ascenso indeseable de la frecuencia de la red en esa situación.

Es posible programar en la unidad de control de la instalación aeroeléctrica una curva característica de potencia supeditada a la frecuencia, con objeto de que la potencia emitida caiga a cero antes de que se alcance la frecuencia límite superior admisible; alternativamente, también es posible consignar a las diferentes unidades de control de cada aerogenerador un parámetro de potencia teórica o una instrucción de desconexión a través de un sistema de mando remoto desde un grupo electrógeno Diesel.

El período operativo de los parques eólicos desde su instalación es todavía bastante breve; por tal motivo no se dispone de resultados estadísticos suficientemente fiables para poder juzgar los proyectos en toda su extensión. Sin embargo, los primeros resultados demuestran para todos los lugares de ubicación una buena concordancia entre la producción de energía medida y la planificada en la fase de proyecto.

La disponibilidad temporal actual de las instalaciones aeroeléctricas oscila entre el 98,7% y el 99,8%. Presuponiendo que la asistencia concedida a las instalaciones aeroeléctricas siga siendo tan buena como hasta ahora, parece realista poder contar a largo plazo con una disponibilidad superior al 95%; esta alta fiabilidad de las instalaciones se refleja en la cantidad de recambios

necesarios, cuyo coste importa menos que el 0,5% de los gastos de la inversión en el parque eólico; estos costes de operación del parque eólico representan un notable ahorro económico en la producción de corriente.

Las mediciones del consumo en un grupo electrógeno Diesel, utilizado como alternativa al parque eólico, demuestran que en ciertos períodos es posible reducir el consumo de gasóleo en un porcentaje del orden de un 7% de las necesidades totales.

En los sistemas destinados al aprovechamiento de energías renovables, los costes del capital de inversión y la producción energética anual constituyen en términos muy generales, los factores decisivos que influyen sobre los costes de producción de energía.

Los costes de operación tienen menor importancia, pero para contar con una estimación realista no deben despreciarse.

Una estimación de los costes previsibles para la producción de corriente, en base a los costes efectivos de la inversión y la producción de corriente obtenida hasta la fecha, se puede llevar a cabo de conformidad con los supuestos siguientes:

Tasa de interés 8% anual.

Vida útil 20 años.

Mantenimiento preventivo y de reparación 2% anual de los costes de inversión.

Seguros 1% anual de los costes de inversión

Una comparación directa de los costes, con respecto a los de generación de corriente eléctrica que se toman actualmente como base para un grupo electrógeno Diesel pequeño, no muestran todavía ventajas claras de las instalaciones aeroeléctricas; sin embargo, la aplicabilidad económica de instalaciones aeroeléctricas, en su condición de reducción del consumo de gasóleo, no sólo dependerá en el futuro del creciente nivel de los precios de los combustibles fósiles, sino también de la optimización técnica y económica de las instalaciones aeroeléctricas.

A título de curiosidad, se han conseguido en instalaciones experimentales algunos avances con reducidos costes específicos, a base de ampliar el diámetro del rotor, por ejemplo, de 12,5 m a 14,8 m y la altura de la torre, de 15 m a 22 m, que supone para futuros proyectos una mejora en el rendimiento energético del orden de un 35% a un 40%, con unos costes de inversión y operación prácticamente iguales.

Perspectivas.- Las experiencias operativas que se han hecho en los parques eólicos han intensificado el interés de los usuarios por aprovechar más a fondo la energía eólica, ya sea a base de ampliar los parques eólicos existentes o de instalar nuevos puntos de ubicación. Los parques eólicos se consideran un complemento adecuado a las estaciones de fuerza motriz existentes; este interés no sólo se debe a los costes de generación de energía que resultan de los cálculos de rentabilidad, sino también a los criterios del aprovechamiento de la energía eólica, que van más allá de todo ello; es importante el aspecto de que estos costes de generación de corriente se calculen a largo plazo y se mantengan independientes del futuro desarrollo de precios de los combustibles.

Con las instalaciones de energía eólica estudiadas y disponibles en la actualidad, se ha creado la base para el acceso a una más amplia explotación racional de la energía eólica en los llamados países umbrales y en vías de desarrollo.

Como conclusión, los aerogeneradores deberán adecuarse a situaciones de mayor aprovechamiento de los vientos existentes, es decir, vientos más bajos y en zonas más accesibles (con menores costes de instalación).

Producciones masivas y con componentes comerciales incidirán en menores costos de fabricación de turbinas.

Equipos más sofisticados de control, telemando y telegestión permitirán la explotación más racional de parques eólicos y una mejor calidad de la energía suministrada a la red.

También permitirán adaptar las turbinas eólicas a régimen de isla, donde el factor calidad de la energía entregada es más crítico.

Los costes de generación de electricidad en un parque eólico son, en base a estos supuestos, del orden de 12 Ptas/kW, tendentes a la baja. En un mercado cada vez más competitivo, la relación (coste/producción) se tiene que reducir.

En 1980 el coste era de 200.000 pts/kW instalado, y el de generación, de 0,16 dólares USA/kW generado.

En la actualidad estos costes se han reducido a 100.000 pts/kW instalado y 0,08 dólares USA/kW generado.

La adecuación a tarifas cada vez más ajustadas hará más importante la reducción de la relación (coste/producción)

Tabla V.1.- Potencia instalada en Europa en MW

1995	1996	1997	1998	1999	2000
2529	3496	4695	6430	8960	12160

Tabla V.2.- Potencia eólica en Europa

País	Potencia hasta 1999	MW instalados en 1999
Austria	42	12
Bélgica	9	3
Dinamarca	1700	289
Finlandia	38	21
Francia	19	0
Alemania	4444	1569
Grecia	121	73
Irlanda	68	5
Italia	281	101
Luxemburgo	10	1
Holanda	409	69
Portugal	57	6
España	1180	346
Suecia	195	19
Reino Unido	1342	18
Total	9915	2532

La potencia eólica total conectada a red en Europa se recoge en las Tablas V.1.2; por ejemplo, en 1998 se instalaron 1735 MW, a los que correspondería una producción de 296 Ktep.

Alemania es el primer país por energía eólica producida, (6113 MW instalados hasta el año 2000), habiendo superado a países como Dinamarca, considerado el pionero de la industria de la energía eólica en Europa.

Es posible que el sector eólico haya sido una explosión en España, probablemente demasiado rápida. Es importante estudiar con detalle los aspectos ambientales de los parques, construirlos con esmero y dotarlos de elementos singulares que los caractericen.

Se van a cumplir holgadamente los objetivos del Plan de Fomento de las Energías Renovables

y habrá que empezar a prever soluciones para cuando haya un exceso de potencia eventual, momento en que la red tendrá que limitar la entrada de energía en horas valle.

V.2.- IMPACTO AMBIENTAL DE LOS AEROGENERADORES EOLICOS

Los principales efectos de los aerogeneradores sobre el medio ambiente son los siguientes:

Efectos meteorológicos sobre el microclima.- Se estima que la reducción de la velocidad del viento por los aerogeneradores tiene, aproximadamente, las mismas consecuencias sobre el clima local que un grupo de árboles, no esperándose que se produzcan cambios significativos.

Efectos sobre la fauna y flora.- El efecto mas significativo está relacionado con el obstáculo que los rotores representan para el vuelo de las aves. Sin embargo, la experiencia obtenida hasta el momento ha demostrado que la probabilidad de choque es sumamente baja, debido a la rotación lenta de las máquinas y por su bajo coeficiente de solidez.

Ruido.- La intensidad del ruido generado por las máquinas eólicas ha sido investigado por la NASA mediante un prototipo de 100 kW. El estudio acústico abarcó un espectro de frecuencias comprendido en el rango de audición entre 15 y 20.000 Hz).

El nivel acústico medido cerca de la máquina fue de 64 dB para las frecuencias comprendidas en el rango audible, con un nivel de ruido de fondo de 52 dB, observándose que el ruido de la máquina es inaudible por encima del ruido de fondo a distancias del orden de 200 metros.

El ruido generado por una máquina de 2,5 MW a pie de torre es similar, en cuanto al tipo de intensidad, al de un automóvil circulando por una autopista, desapareciendo el ruido a una distancia relativamente pequeña de la máquina.

El ruido correspondiente a frecuencias inferiores al rango audible es producido por la circulación del aire sobre obstáculos como la torre y las palas, ruidos que pueden afectar a la salud ocasionando problemas respiratorios si se superan los 100 dB; las mediciones efectuadas no han sobrepasado los 75 dB.

Existe sin embargo otra experiencia, en una máquina de 2 MW en la que sí se han presentado ruidos molestos para los residentes en las inmediaciones, ligados a los fenómenos aeroacústicos antes mencionados; en dicha máquina, cuyo rotor está a sotavento de la torre, se produjo una interacción de muy baja frecuencia entre las palas y la torre, produciéndose ruidos por debajo del rango audible que han obligado a modificar el diseño del aerogenerador, reduciendo la velocidad periférica de las palas.

Este problema tiene menores probabilidades de presentarse en el caso de posicionar el rotor a barlovento, si bien se estima que se puede evitar su aparición, aun en el caso de estar posicionado a sotavento, en la fase de diseño.

Interferencias con ondas de televisión y radiocomunicaciones.- Las palas del aerogenerador pueden reflejar las ondas electromagnéticas, pero se estima poco probable que produzcan interferencias en las señales de radio y navegación salvo a distancias pequeñas de la máquina.

La señal de televisión puede quedar afectada a distancias de unos centenares de metros e, incluso, hasta 1 ó 2 km. Esto puede ocurrir si la maquina está emplazada a gran altura y si los receptores de televisión reciben normalmente señales débiles, debido a la distancia o a efectos de blindaje causados por el terreno sobre la estación de televisión.

Las posiciones relativas de la estación, el receptor y la máquina tienen también su influencia.

Consumo de energía..- Una de las ventajas de la energía eólica frente a otras nuevas fuentes de energía, es que el balance energético de los aerogeneradores es claramente positivo, recuperando el coste de la energía empleada en la producción de sus materiales constitutivos y en su construcción en un período del orden de 7 meses de funcionamiento.

Seguridad y utilización del terreno..- El principal problema relacionado con la seguridad radica en la posibilidad de rotura de una pala. Dada la alta velocidad periférica del rotor, se estima que el área de seguridad en torno a un aerogenerador debe comprender un círculo de unos 200 metros con centro en la base de la torre de la máquina.

Con los métodos de cálculo existentes actualmente la probabilidad de que se produzca dicha rotura es pequeña por lo que la zona de seguridad se puede utilizar para agricultura, ganadería, circulación de vehículos y otros fines equivalentes

La superficie del terreno ocupada por un aerogenerador con una potencia del orden de 1 MW es pequeña, (2000 m²). La zona de seguridad citada anteriormente abarcaría 120.000 m² que conforme a lo dicho podría ser utilizada para fines agrícolas o ganaderos.

En el caso de una agrupación de aerogeneradores es necesario que la distancia entre ellos guarde el mínimo necesario para evitar interferencias aerodinámicas entre máquinas.

Este mínimo es del orden de 7 a 10 veces el diámetro del rotor, lo que implica distancias de aproximadamente 1 km para generadores de 2,5 MW.

El terreno entre aerogeneradores puede ser utilizado para otros fines con la única salvedad de respetar las servidumbres impuestas por las carreteras de acceso a las máquinas y las líneas eléctricas.

Protección contra el rayo..- Los aerogeneradores sobresalen de los obstáculos que les rodean, por lo que constituyen, con sus soportes, unos conductores privilegiados de transmisión de la electricidad estática de las nubes hacia el suelo.

Para evitar que durante una tormenta se estropeen por el rayo, conviene conectar el pilón soporte del aerogenerador a una buena toma de tierra y colocar pararrayos en los cables eléctricos que unen el aerogenerador a la red de utilización, (chispómetro de gas, y en las instalaciones de grandes potencias, eventualmente con variómetros). Como los chispómetros de pararrayos se regulan para una tensión doble de la tensión máxima eficaz que pueden producir en sus bornes, se deben unir a la toma de tierra mediante un conductor lo más corto posible.

V.3.- INSTALACIONES AEROELÉCTRICAS

Las instalaciones de energía eólica son sistemas que ofrecen mejores perspectivas para la explotación racional de las fuentes de energía renovables; a diferencia de la energía hidráulica, que hoy en día aporta una importante contribución a nivel mundial para satisfacer las necesidades energéticas, la aplicación de instalaciones aeroeléctricas se limita a proyectos aislados, predominantemente de carácter experimental y demostrativos.

Algunas tecnologías vienen impulsando desde hace más de 10 años el desarrollo de instalaciones aeroeléctricas modernas; con pequeños aerogeneradores se dispone de sistemas fiables, que por sus buenas posibilidades de control, resultan idóneos para la generación de energía eléctrica en servicios aislados o en servicios paralelos interconectados, por ejemplo, con grupos electrógenos Diesel.

Este abastecimiento parcial a partir de pequeñas redes de energía, ofrece ventajas económicas en lugares que reúnan condiciones eólicas propicias, frente al abastecimiento energético basado totalmente en grupos Diesel, tal como sucede en algunos países en vías de desarrollo.

Para obtener resultados experimentales prácticos en instalaciones eólicas que justifiquen la puesta en práctica de proyectos aeroeléctricos de esa índole, se ha hecho una selección de lugares propicios para su ubicación que ha recaído predominantemente sobre islas situadas en zonas en las que los vientos soplan con ciertas velocidades.

V.4. EL PROGRAMA AMERICANO

Las primeras realizaciones importantes llevadas a cabo en USA corresponden a Marcellus Jacobs, quien en los años veinte se dedica a estudiar la posibilidad de adaptar los antiguos molinos de bombeo como aerogeneradores.

El resultado de sus trabajos fue el modelo Jacobs, de diseño completamente nuevo, al que acopló un rotor de tres palas para evitar problemas de vibraciones, que en pruebas realizadas con rotores bipala habían resultado de consideración.

Los aerogeneradores diseñados por la casa Jacobs trabajaban en el campo de la baja potencia; el modelo más corriente tenía un rotor de 5 m de diámetro, generaba 1 kW con velocidades de viento de 18 km/h, Fig V.1, y llevaba un sistema de regulación por paso variable, accionado por masas centrífugas, que demostró su fiabilidad después de afrontar tifones en el Caribe y tormentas en la Antártida.

A partir de 1928, la compañía Jacobs Wind Electric fabricó cientos de miles de aerogeneradores de 1 kW, sobre torres de 20 m de altura, que se exportaron a gran número de países. Al final de la década de los treinta, la producción disminuyó a causa de la expansión de las redes de electrificación rural, llevada a cabo durante la administración Roosevelt. La empresa siguió funcionando hasta 1957, pero el aerogenerador Jacobs fue recuperado a principios de los ochenta por la North Wind Energy.

En el período anterior a la guerra aparecieron otros aerogeneradores de pequeña potencia, Fig V.2, como el Windcharger que tenía dos palas y un sistema de regulación mediante freno aerodinámico que actuaba por acción centrífuga, y otros que se describen a continuación.



Fig V.1.- Aerogenerador Jacobs de 1 kW

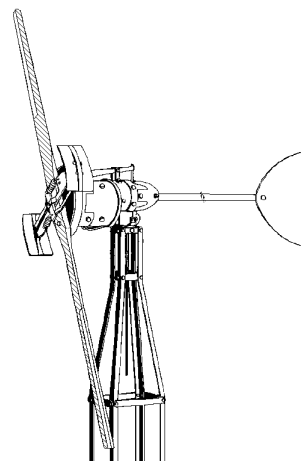


Fig V.2.- Aerogenerador Windcharger

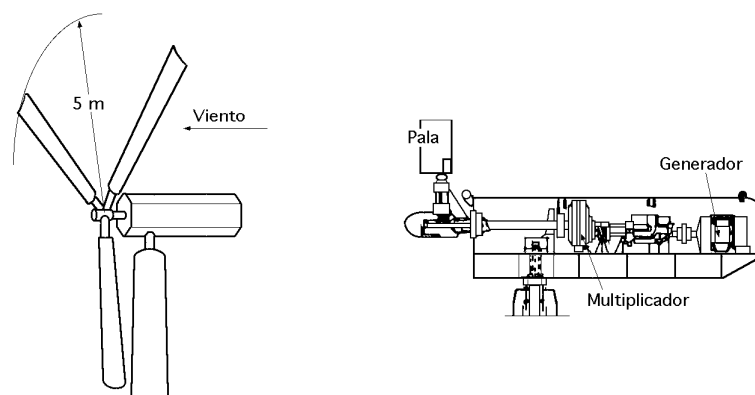


Fig V.3.- Aerogenerador Windstream 33

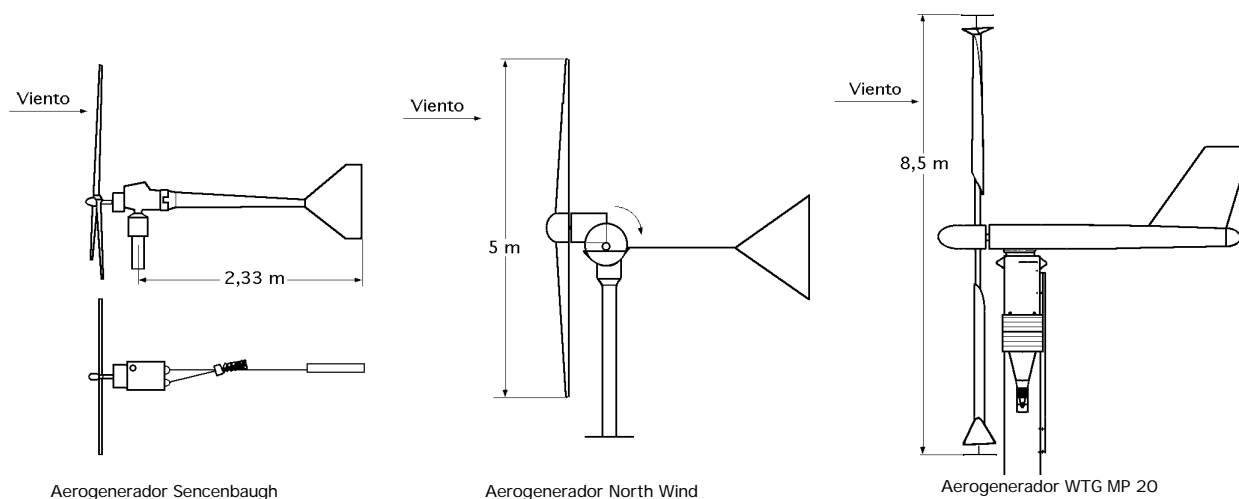


Fig V.4.- Pequeños aerogeneradores americanos

El aerogenerador Windstream 33, Fig V.3, utilizaba un dispositivo hidráulico para variar el paso del rotor y regular la potencia, estando normalmente conectado a la red; fueron estudiados para funcionar en estado de abandono.

Los aerogeneradores MP 20, Fig V.4c, también estaban conectados a la red y funcionaban sin vigilancia. Utilizaban el efecto de descolgamiento aerodinámico para limitar su potencia cuando la velocidad del viento era superior a la nominal. En caso de una excesiva velocidad de rotación, los alerones de frenado situados en las extremidades de las palas giraban alrededor de sus ejes y frenaban la máquina.

Tabla V.1.- Características de algunos aerogeneradores americanos de baja potencia

Marca	Windcharger	Sencenbaugh	North wind	KTG
Modelo	20 - 110	500-1 000	HR2	MP 20
Palas	2, madera, palas fijas	3, madera, palas fijas	3, madera, palas fijas	3, acero inox. palas fijas
Rotor	Barlovento (upwind)	Barlovento (upwind)	Barlovento (upwind)	Barlovento (upwind)
Diámetro (m)	2,30 a 3,35	1,80 a 3,60	5	8,5
Potencia kW	0,25-1	0,5-1	2,2	20 (m'xx 36)
Veloc. nominal (m/seg)	8,5 a 9	11 a 10	9	13,5
N r.p.m.	400	1000 a 290	250	120
Relación de multip. (k)	1 1	1 3	1	15
Generador	c.c. c.c.	c.c. c.c.	c.c.	inducción
Orientación del sistema	Plano de estabilización	Plano de estabilización	Plano de estabilización	Plano de estabilización

En el campo de las grandes máquinas, Fales proyectó un aerogenerador de una sola pala, que funcionaba con un contrapeso. No se llegó a construir por considerar que las masas del rotor se podrían desequilibrar en caso de funcionar en tiempo de helada, poniendo en peligro la integridad de la pala.

Aerogenerador Smith-Putnam de 1,25 MW.- Como caso un poco aislado, en el año 1941 se construye una máquina de 1,25 MW, a cargo de la Morgan Smith Company y diseñada por P.C. Putnam y J. B. Wilbur. Este aerogenerador, que se instaló en Grandpa's Knob (Vermont), tenía un rotor de dos palas fabricadas en acero inoxidable y dispuestas a sotavento; la regulación se realizaba variando la conicidad de las palas, mediante un mecanismo que permitía variar el ángulo de conicidad reduciendo el área barrida por el viento; tal vez este sistema de regulación fue la causa de que en 1954 se rompiera una pala debido a un fallo estructural, Fig V.5.

Las vibraciones producidas en las palas al variar casi continuamente su ángulo de conicidad, generaban tensiones dinámicas en los materiales, dando lugar a la aparición de fenómenos de fatiga, para los cuales no se había tomado ninguna precaución en el diseño.

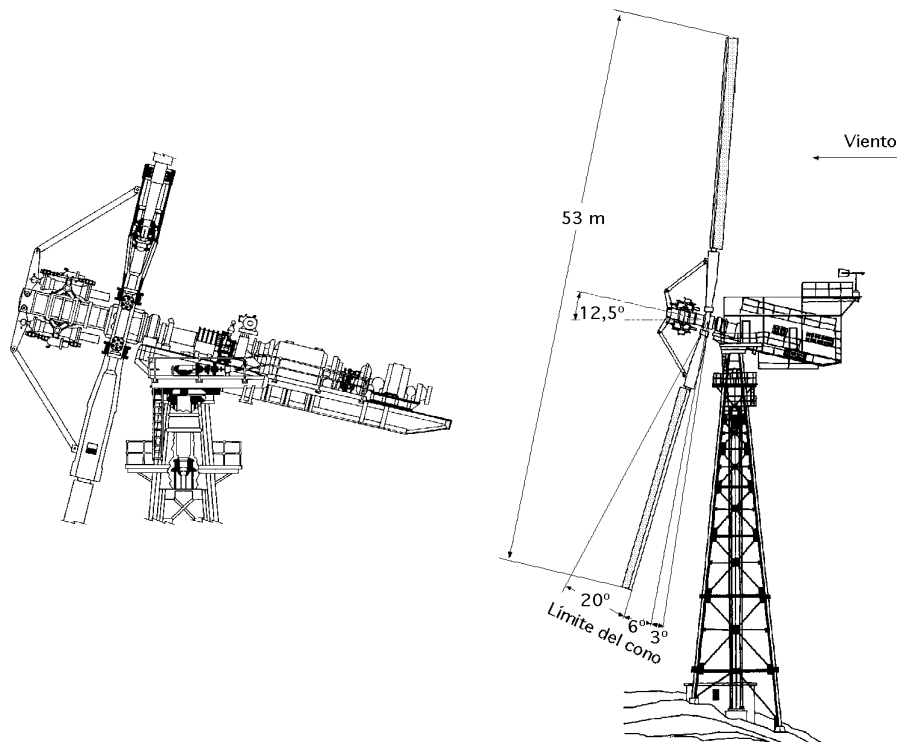


Fig V.5.- Aerogenerador Smith-Putnam de 1,25 MW (1941) Central Grandpa's Knob (Vermont) (USA)

La compañía no reparó la pala rota y abandonó al no resultar competitivo el precio del kW respecto al obtenido por otras fuentes de energía. En el momento de su construcción supuso un importante avance en la construcción de las centrales eólicas. Sus características técnicas eran las siguientes:

- Hélice bipala de acero inoxidable de paso variable.
- Palas de forma rectangular no alabeadas (planas); diámetro: 53 m.
- Longitud útil de las palas: 20 m., Anchura: 3,70 m., Perfil utilizado: NACA 4418.
- Peso de cada pala: 6,9 toneladas.
- Generador eléctrico: alternador a 800 rev/min, Potencia nominal: 1,25 MW
- Velocidad nominal: 29 rev/min.

- *Peso total: 75 toneladas.*
- *Altura del poste soporte: 33 m.*
- *El coeficiente de potencia C_N alcanzaba un valor igual a 0,32, que se corresponde con un rendimiento energético máximo del 55% con relación al límite de Betz.*
- *La hélice podía resistir vientos de 62 m/seg*

En caso de grandes vientos, la aeroturbina tenía la característica original de poder replegar parcialmente las dos palas, que describían entonces un cono de revolución de apertura más reducida. El alternador giraba a la velocidad de 600 rev/min igual a la velocidad sincrónica, suministrando a la red electricidad de frecuencia fija de 60 Hz.

Para evitar la desconexión de la unidad generadora durante las ráfagas de viento, la unión del aerogenerador con el alternador consistía en una transmisión eléctrica que permitía un cierto deslizamiento, por lo que la velocidad de rotación de la hélice no era en todo momento igual a la del generador.

La regulación de la velocidad de rotación de la aeroturbina y la del par producido, estaban aseguradas por un regulador centrífugo que accionaba el paso de la hélice por medio de un servomotor de aceite.

Debido a la dirección de los vientos dominantes y a la inclinación de las líneas de corriente, el eje de rotación de la eólica formaba un ángulo de 12° con el plano horizontal.

Las posibles causas que originaron la rotura de la pala y que provocaron la inutilización de la instalación, se podían achacar a:

- *La complicación (inútil) de las palas con conicidad variable.*
- *Las interferencias originadas por el poste-soporte de perfil angular cuando la hélice pasaba frente a él, que era una fuente no despreciable de perturbaciones para la hélice.*
- *La constitución de las palas, construidas en chapa de acero inoxidable soldada por puntos, lo que suponía una disminución de la resistencia del acero, e implicaba una relación resistencia-peso desfavorable.*
- *Como el eje de giro de las palas estaba situado en su borde de ataque, el centro de presiones se desplazaba con incidencias importantes como consecuencia del tipo de perfil (NACA 4418), lo que generaba unos esfuerzos de torsión que iban acompañados de vibraciones.*
- *La adopción de palas de forma rectangular (no alabeadas), aumentaba también el momento flector de las mismas y los efectos de inercia.*

Ninguno de los fenómenos descritos mejoraba el rendimiento de la instalación.

Cualesquiera que fueren las imperfecciones que provocaron la rotura de la pala, estas no atenúan en absoluto los méritos de sus constructores que hicieron una labor pionera fabricando el primer aerogenerador de potencia superior a 1 MW.

Aerogenerador eólico de 6,5 MW de Percy Thomas - En ese mismo año, Percy Thomas presentó al Congreso el proyecto de una planta eólica de 6,5 MW de potencia, Fig V.6. El modelo era un multirrotor, situado sobre una torre de 145 m de altura, que operaba con velocidades de viento de 45 km/h.

Este proyecto no fue aprobado, quizá por estar todavía reciente el fracaso del experimento Smith-Putnan, y el interés en las máquinas eólicas desapareció durante las décadas siguientes.

En los años setenta, el Departamento de Energía puso gran interés en dirigir los trabajos de investigación y desarrollo de este sector energético. La primera fase del programa consistió en un

estudio sobre la viabilidad y rentabilidad de los sistemas eólicos de producción de energía a gran escala.

El estudio fue realizado paralelamente en el año 1975 por las grandes compañías de la industria aeronáutica, la Karman Aerospace Corporation, en colaboración con la Hamilton Standard y la General Electric.

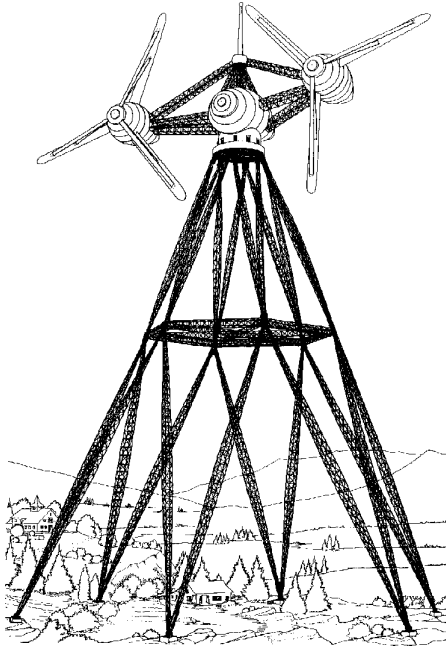


Fig V.6.- Aerogenerador eólico de 6,5 MW de Percy Thomas (1945)

Una vez obtenidas las primeras conclusiones, se realizó otro estudio más detallado sobre dos modelos de 500 kW y 1.500 kW, diseñados para operar con vientos medios de 20 y 30 km/h, respectivamente. Se evaluaron emplazamientos y áreas de recursos eólicos aprovechables, y se determinaron los parámetros de diseño más determinantes.

El paso siguiente fue la elaboración de un programa de cinco años de duración para el diseño y construcción de tres prototipos, los MOD-0, MOD-1 y MOD-2, de 100 kW, 2 MW y 2,5 MW, respectivamente, ocupándose el Centro de Investigación Lewis de la NASA en Sanduski (Ohio), de su coordinación. Los elementos más delicados, las palas, fueron construidas en aluminio, habiéndose utilizado para el diseño de los elementos estruc-

turales procedimientos de cálculo y fabricación elaborados para rotores de helicópteros.

Las pruebas realizadas sobre la planta demostraron la validez de los modelos teóricos, ya que las tensiones calculadas en los elementos resistentes se ajustaban a las reales, por lo que se decidió construir otros prototipos con palas fabricadas en materiales diferentes, capaces de soportar vientos de mayor velocidad.

La selección de los materiales y de los métodos constructivos empleados en la fabricación de las palas ha sido uno de los problemas de mayor interés de las nuevas aeroturbinas. Las soluciones actuales apuntan a palas huecas monocasco, fabricadas con resinas de poliéster reforzadas con fibra de vidrio que permiten soluciones constructivas más sencillas y económicas.

Aerogenerador experimental MOD 0 de 100 kW.- En 1975 empezó a funcionar el primer aerogenerador MOD-0 en Plum Brook cuyo objetivo era contrastar los resultados obtenidos mediante métodos analíticos y comprobar la información experimental obtenida en las plantas de Hütter y de Putnan, en las que se había basado el diseño; inicialmente fue proyectado con un rotor bipala con buje rígido, en el que la hélice que estaba situada a sotavento de la torre, estaba provista de una celosía muy tupida, con plataformas y escaleras que llegaron a provocar interferencias (bloqueo) debido a la acción de la torre sobre el rotor, cuando las palas de éste pasaban por su parte inferior; debido a ello se suprimieron las escaleras y las plataformas, quedando la torre con una celosía menos tupida.

A pesar de ello no se modificó la situación de las palas, dado que la ubicación de la torre, a sotavento, tenía la ventaja de la auto-orientación de la máquina.

Esta aeroturbina sirvió para realizar diversos estudios y ensayos de cargas dinámicas y puntos de funcionamiento a distintos regímenes de trabajo de los diferentes componentes de la instalación, y así obtener nuevos datos sobre los esfuerzos debidos al viento, y esfuerzos y vibraciones de las diferentes partes del aerogenerador, para así determinar los componentes más económicos y fiables para su construcción en serie. Las características más importantes de esta máquina eran:

- Rotor bipala de 38 metros de diámetro con buje basculante
- N° de palas: 2, de paso variable con perfil aerodinámico tipo NACA 230 XVI
- No tiene palas alabeadas, siendo la cuerda en el cubo de 1,332 m. y en la periferia de 0,30 m
- La velocidad de conexión es de 4 m/seg, la nominal es de 8 m/seg y la de desconexión de 18 m/seg
- El alternador es síncrono con un voltaje de 480 voltios, 125 kWA y un peso de 700 kg
- Velocidad de rotación del eje: 40 rpm, por lo que lleva una caja de engranajes con un factor de multiplicación capaz de proporcionar 1.800 rpm. Rendimiento de la caja de engranajes = 0,75.
- El control de potencia se consigue mediante control hidráulico
- Apertura de las palas a partir de una velocidad del viento de 30 m/seg.
- Arranque a partir de una velocidad del viento de 3 m/seg
- Altura de la torre: 30 m.
- Coeficiente de potencia $C_N = 0,375$.
- La instalación estaba prevista para resistir vientos de 240 km/hora.

Cuando la velocidad del viento era superior a 4 m/seg comenzaba a girar el rotor hasta llegar a la velocidad de 8 m/seg en que la máquina producía su potencia nominal; a partir de aquí el paso variable de las palas se encargaba de mantener dicha potencia, siempre que la máquina no llegase a los 18 m/seg, en que dejaría de funcionar.

Como sistema de seguridad se la incluyó un freno de disco.

Dos años más tarde entraron en funcionamiento tres aerogeneradores MOD-0 de 200 kW, diseñados por Westinghouse, que se instalaron en Clayton (Nuevo México), en la isla de la Culebra (Puerto Rico) y en Block Island (Rhode Island). En 1980 se instaló en Hawai otro modelo de este tipo.

Aerogenerador experimental MOD 0A de 200 kW.- Este prototipo de 200 kW estaba formado



Fig V.7.- Aerogenerador experimental MOD-0A de 200 kW

por un rotor bipala de 38 metros de diámetro, con la torre situada a sotavento, y eje rígido; la pala era de aluminio, con un perfil aerodinámico de la serie 230 XX, con una torsión de 26° y una cuerda de entronque en el cubo de 1,24 metros y en la periferia de 0,46 metros, Fig V.7.

La torre era de celosía con una altura de 30 metros; la potencia de 200 kW se obtenía para una velocidad nominal de 10 m/seg, siendo la velocidad de conexión de 4 m/seg y la de desconexión de 18 m/seg. Estaba conectada a un alternador síncrono de 480 V que giraba a una velocidad de 1.800 rpm.

Aerogenerador MOD 1.- La siguiente fase del programa fue la construcción del MOD-1, Fig

V.8, diseñado por General Electric, que se instaló en el monte Howard's Knob, cerca de Boone, en Carolina del Sur.

Puesto en servicio a principios de 1979, fue la primera turbina eólica capaz de generar electricidad a escala industrial y ha sido una de las que mayores problemas ha planteado.

Además de las ya habituales de tipo operacional, su rotor a sotavento producía perturbaciones aeroacústicas de baja frecuencia nocivas para personas con afecciones cardíacas. Sus características principales eran:

- *Diámetro: 61 m; Hélice bipala de acero con paso variable, a sotavento.*
- *Potencia: 2 MW.*
- *Velocidad de rotación: 35 rev/min; Velocidad nominal del viento: 11,2 m/seg*
- *Velocidad de desconexión: 19 m/seg; Velocidad específica: $TSR = 7,8$.*
- *Alternador síncrono: 1 800 rev/min, 2 MW.*
- *Torre de acero (celosía) de 42,7 m de altura.*

En este modelo se modificó el diseño original, reduciendo la velocidad de giro debido a problemas de ruido; el control de giro era de paso variable.

Las palas, de acero, tenían un perfil aerodinámico variable, de la serie 44-XX, con un ángulo de alabeo de 11° , una cuerda en el cubo de 3,6 m y de 0,85 m en la periferia.

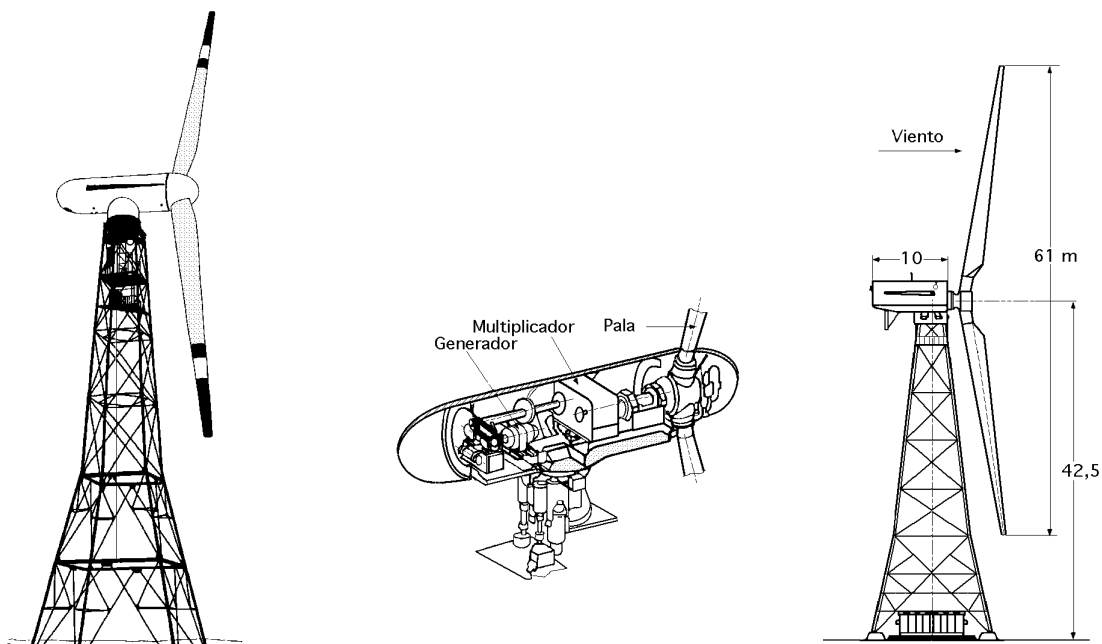


Fig V.8.- Aerogenerador MOD 1

Aerogenerador MOD 2.- Un año más tarde, la Boeing Engineering and Construction pone en marcha el MOD-2, con el objetivo de optimizar los parámetros de diseño y reducir los costes, mejorando la rentabilidad de la energía obtenida en este tipo de sistemas eólicos. La máquina, instalada en 1980 en Goldendale, Estado de Washington, se diferenciaba de las precedentes por su concepto y tecnología; era una máquina de segunda generación cuya construcción tuvo en cuenta las observaciones, ensayos y medidas hechas sobre los prototipos MOD 0 y MOD 1.

Sus características eran las siguientes:

- *Hélice bipala girando delante de la torre (barlovento).*
- *Cada pala estaba compuesta por una parte fija (70% de la longitud) y una parte móvil (30% de la longitud). Las palas eran de acero y plástico armado con fibra de vidrio.*

- Perfiles de la serie NACA 230-XX. Alabeo de 7°
- Cuerda del perfil en el cubo 3,4 m y en la periferia de 1,5 m
- Diámetro: 91,5 m.; Potencia: 2,5 MW.
- Velocidad nominal del viento: 12,5 m/seg; Velocidad específica: $TSR = 6,7$.
- Velocidad de rotación: 17,5 rev/min.; velocidad de conexión 5 m/seg; velocidad de desconexión 20 m/seg.
- Generador: alternador de 4 polos, 1 800 rev/min.
- La regulación y seguridad de la instalación, quedaban mantenidas, para la variación del paso, por la parte móvil de cada pala.
- Torre cilíndrica de acero de 61 m de altura. Como consecuencia de la diferencia entre las velocidades del viento por debajo y por encima del círculo recorrido por las palas, el eje del rotor estaba sometido a un momento de flexión de frecuencia doble de la velocidad de rotación.
- Buje basculante
- Control de potencia por paso variable

Para reducir los efectos de las ráfagas y de la diferencia de velocidades por debajo y por encima del círculo barrido por las palas y, por consiguiente de la fatiga, el cubo del rotor llevaba articulaciones que permitían a las palas girar 5° de una a otra parte del plano medio de rotación.

Esta reducción de la fatiga implicó una reducción del peso y del precio del rotor, de la barquilla y de la torre.

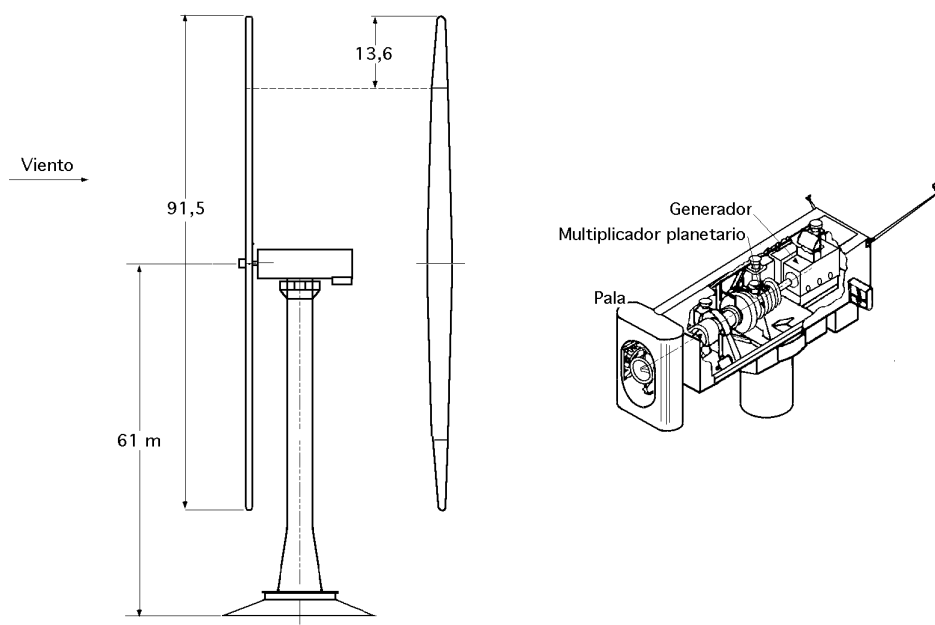


Fig V.9.- Aerogenerador experimental MOD-2 de 2,5 MW

La torre que soporta el aerogenerador estaba constituida por un cilindro de acero compuesto de elementos soldados; se calculó de forma que su frecuencia fundamental de vibración estuviese comprendida entre n^* y $2 n^*$ rev/seg del rotor y, por consiguiente, era más ligera y flexible. La frecuencia de la torre fue seleccionada suficientemente distinta de $2 n^*$ para evitar el fenómeno de resonancia.

El sistema de fijación de las palas sobre el eje del rotor reducía la transmisión a la torre de los momentos de flexión que actuaban sobre las palas. De todo ello se obtuvo un importante ahorro en el peso, ya que el aerogenerador MOD 2 tenía aproximadamente el mismo peso que el MOD 1, por lo que el precio del kW generado era inferior.

Aerogeneradores experimentales de 4, 6,2 y 7,5 MW.- Otros rotores, actualmente en estudio, tienen potencias del rango de 4 MW, con rotores bipala de 80 metros de diámetro y velocidades nominales de 17 m/seg.

Finalizada esta fase del proyecto eólico, el Departamento de Energía elaboró otro programa parra la construcción del MOD-5A, de 6,2 MW y 128 m de diámetro, con diseño de la General Electric, y el MOD-5B, de 7,5 MW de potencia diseñado por Boeing, Fig V.10.

Independientemente del programa federal, la compañía eléctrica Southern California Edison puso en funcionamiento en 1980 la turbina Bendix/Schale, de 3 MW con un rotor tripala de 50 m de diámetro, cuya originalidad era que transmitía la fuerza motriz a tierra mediante un sistema hidráulico. El rotor estaba fijado a la torre, y la orientación se realizaba girando la base de la misma.

Otra planta eólica, financiada por capital privado y desarrollada por la Hamilton Standard, se construyó en Medicine Bow (Wyoming), acoplada a una central hidroeléctrica; disponía de un rotor bipala de 78 m de diámetro con una potencia de 4 MW

El desarrollo eólico del mundo se inició en California, en donde se estableció en los años ochenta un marco de subvenciones que dieron lugar a la proliferación de aerogeneradores, que todavía pueden verse en Altamont Pass, Victory Garden, etc. Empresas de todo el mundo, especialmente danesas, empezaron a fabricar exclusivamente para el mercado californiano, y gracias a ello fueron mejorando los equipos y aumentando la potencia, (las primeras máquinas eran de 30 kW). Paralelamente a la construcción de estas máquinas, se realizaron proyectos de desarrollo y optimización de las grandes turbinas, para analizar las ventajas e inconvenientes de construir rotores con una, dos o tres palas, de bujes rígidos o basculantes, de torres de estructura metálica o de hormigón, etc.

VI.- AEROGENERADORES EUROPEOS

VI.1.- FINLANDIA

En 1924 el ingeniero Sigurd Savonius diseñó un rotor cuya principal ventaja consistía en trabajar con velocidades del viento muy bajas; estaba formado por dos semicilindros dispuestos alrededor de un eje vertical. El sistema presentaba además buenas características aerodinámicas para el autoarranque y la autorregulación. Las aeroturbinas Savonius son muy adecuadas para bombeo de agua en aplicaciones de riego.

La sencillez de su diseño y la posibilidad de construir bombas eólicas con buenos rendimientos utilizando los típicos bidones de petróleo convierten estas turbinas en las más adecuadas para regiones poco industrializadas.

VI.2.- RUSIA

En la Tabla VI.1 se presentan las características principales de algunos aerogeneradores construidos en la Unión Soviética, dentro de la gama de bajas potencias. Las tres primeras de estas máquinas estaban equipadas con un regulador de desenganche aerodinámico, mientras que el aerogenerador Sokol, Fig VI.1, estaba equipado con un regulador centrífugo de resorte.

Tabla VI.1.- Características de algunos aerogeneradores rusos de baja potencia

Modelo	BE 2M	VIESKH 4	UVEU D6	Sokol D12
Diámetro m	2	4	6	12
Número de palas	2	2	2	3
n rev/min	600	280	186	88
Potencia nominal kW	0,15	1,6	3,4	15,2
Viento nominal m/seg	6	8	8	8
Viento utilizado m/seg	3 - 25	4 - 40	4 - 40	4,5 - 40

Una de las primeras experiencias en el campo de los grandes aerogeneradores fue la llevada a cabo por los rusos en 1931, en Crimea (Balaclava, cerca de Yalta), donde se construyó un aerogenerador de 100 kW que generaba una producción anual del orden de 200000 kWh-año, Fig VI.2.

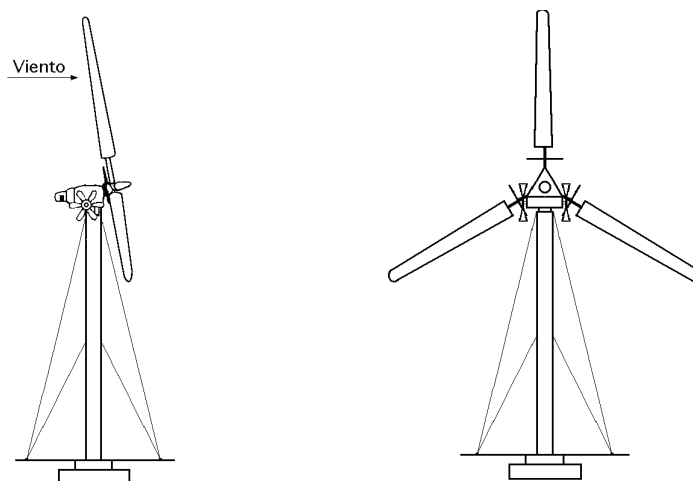


Fig VI.1.- Aerogenerador Sokol

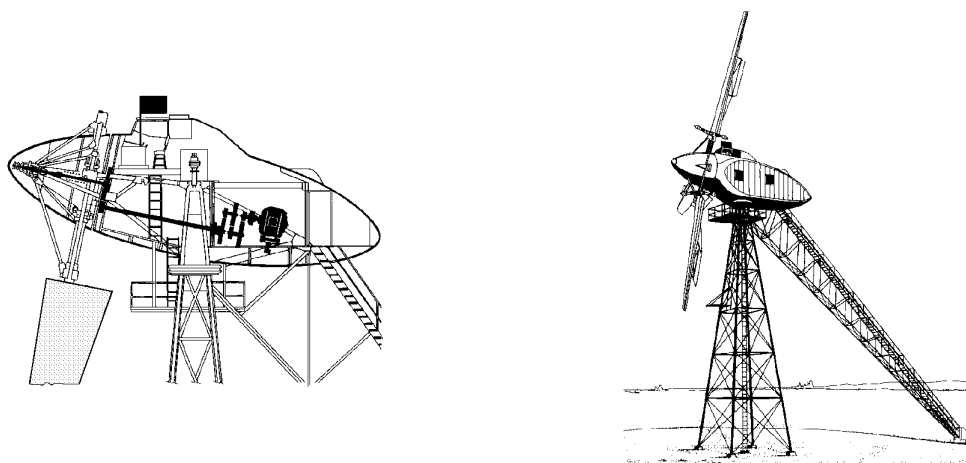


Fig VI.2.- Aerogenerador de 100 kW de Balaclava (1931) y vista interior de la góndola

La planta funcionó durante 10 años en combinación con una central térmica para generar electricidad y aparentemente dió buen resultado a pesar de los problemas operacionales que surgieron debido a la baja calidad de los materiales empleados en su construcción; los ejes y engranajes estaban fabricados en madera. Sus principales características eran:

- *Diámetro de las palas: 30 m.*
- *Potencia nominal: 100 kW para un viento de 10,5 m/seg y 50 kW para un viento de 8 m/seg.*
- *Potencia máxima: 130 kW para un viento de 11 m/seg.*
- *Velocidad de rotación: 25 rev/min para un viento de 8 m/seg y 30 rev/min para un viento de 10 m/seg.*
- *Generatriz asíncrona triásica de velocidad aproximada a 600 rev/min.*
- *Altura de la torre: 25 m.*
- *Hélice tripala de metal ligero de paso variable, de 2 m de ancho en la base (entronque con el cubo) y 1 m en el extremo del ala (periferia).*
- *Longitud útil: 11 m.*
- *Dispositivo de regulación automática de velocidad por alerón y mazarota.*
- *La hélice colocada en la parte superior del soporte está provista de un brazo de orientación.*
- *La extremidad inferior de cada brazo que descansaba sobre un rail circular, era arrastrada automáticamente por un motor cuando el viento cambiaba de dirección. La potencia del motor de orientación era de 1,1 kW.*

Después de tres años de pruebas ininterrumpidas, se proyectó la construcción de otras dos

aeroturbinas paralelas de 100 kW, y más tarde otra de 5 MW. La guerra impidió que tales proyectos se llevaran a cabo y la que estaba construida fue destruida durante la invasión alemana.

Después de la guerra, Rusia construyó otra planta de características semejantes a la de Balclava, aerogenerador Zwei D-30, en lo que se refiere a la forma de las hélices, las dimensiones y los rendimientos.

Se diferenciaba solamente en la torre, y en el dispositivo de orientación, ya que la hélice tripala situada en la parte inferior del soporte se orientaba por medio de dos rotores auxiliares.

Sin embargo, el interés por las grandes máquinas parecía haber declinado en favor de pequeñas aeroturbinas de 30 kW, destinadas a explotaciones agrícolas.

En los años sesenta, a la vista de la experiencia acumulada, redujeron la potencia a 15 kW, considerando que estas turbinas se adaptaban mejor a las necesidades de las pequeñas granjas. A lo largo de esta década se fabricaron millares de estas máquinas. El modelo más típico tenía un rotor tripala con regulación de paso variable.

VI.3.- HUNGRÍA

En la Europa del Este, solamente Rusia se interesó en alguna medida por este tipo de energía, salvo en el caso aislado de una planta de 200 kW que se construyó en Hungría (1960), bajo la dirección de M. Ledacs Kiss. La instalación ofrecía las siguientes características:

- *Diámetro: 36,6 m.*
- *Aeroturbina de ataque frontal de 4 palas de 2.800 kg cada una y paso fijo.*
- *Constitución de las palas: estructura de sostén de acero, recubierta de chapa de aluminio; perfil Göttingen.*
- *Velocidad específica óptima: $TSR = 5$; Velocidad de rotación de la hélice, 17,85 rev/min.*
- *Generador asíncrono de 200 kW a 1000 rev/min.*
- *Multiplicador de dos pasos. Primer paso de cadena (relación de multiplicación, 4/1)
Segundo paso de engranajes (relación de multiplicación, 4/1).*
- *Velocidad nominal del viento: 10,4 m/seg.*
- *Potencia suministrada: 100 kW para vientos de 8 m/seg, y 200 kW para vientos de 10,4 m/seg.*
- *Torre de hormigón armado reforzado de 36 m de altura.*

Este aerogenerador se construyó para funcionar con vientos de débil intensidad. Cuando la velocidad del viento alcanzaba 3 m/seg, la hélice giraba en sincronismo con la red y el generador asíncrono comenzaba a proporcionar energía.

La orientación de la eólica era accionada por un sistema totalmente electrónico. El servomotor orientaba al aerogenerador frente al viento en el intervalo, 3 m/seg a 10,4 m/seg. y le separaba de la dirección del viento cuando la intensidad se elevaba, de forma que la potencia suministrada permanecía igual a la potencia nominal. La máquina no llevaba freno aerodinámico sino solamente un freno mecánico. El sistema de orientación sólo intervenía si la dirección del eje de la máquina se separaba de la dirección del viento un ángulo superior a 15°. Para velocidades del viento inferiores a 3 m/seg, el sistema de control aislaba el generador de la red.

VI.4.- DINAMARCA

A principios de siglo, Dinamarca era el país líder en el aprovechamiento del viento como recurso energético, con una potencia instalada de 30 MW que abastecían el 25% de sus necesidades. El parque eólico danés era aproximadamente de 2.500 turbinas industriales, y 4.600 más de pequeña potencia para uso rural.

En los años veinte, después de la guerra, se fabricaban unos aerogeneradores de 20 kW diseñados por P. Vinding, y en la década siguiente la compañía Lykegard comercializó otro modelo de 30 kW, en la misma línea que los anteriores y de diseño similar a los fabricados por el profesor Lacour. La primera turbina con diseño aerodinámico que se fabricó y comercializó en Dinamarca fue el F5L-Aeromotor de la compañía FL-Smidt, capaz de generar potencias entre 30 y 70 kW y del que se llegaron a instalar 18 unidades durante la última guerra, Fig VI.3. A partir de entonces el parque eólico empezó a reducirse rápidamente.

De los 16.000 pequeños aerogeneradores que había a principios de la guerra no quedaban más de 1.500 al final de ella. Las plantas eólicas se incrementaron de 16 a 88 durante ese período, pero su número descendió a 57 en el año 1.947, desapareciendo completamente durante los años cincuenta.

Después de una breve experiencia a cargo del South Jutland Electricity Laboratory, en la que se instalaron en las islas Sealand y Bogo dos pequeños aerogeneradores de 13 y 45 kW diseñados por M. J. Juul, Fig VI.4, se creó en 1952 una comisión de energía eólica que en adelante se encargaría de dirigir los trabajos.

Se elaboró el mapa eólico, y en 1957 se instaló en Gedser un aerogenerador de 200 kW, con una hélice tripala de 24 m de diámetro, que se regulaba mediante alerones en sus extremos Fig VI.5. La planta funcionó durante ocho años, fue reconstruida en 1977 dentro del programa de desarrollo eólico del Ministerio de Energía danés, y se utilizó como banco de pruebas hasta 1979. Generó una media anual de 450.000 kWh, o 900 kWh/año/m² de superficie barrida.

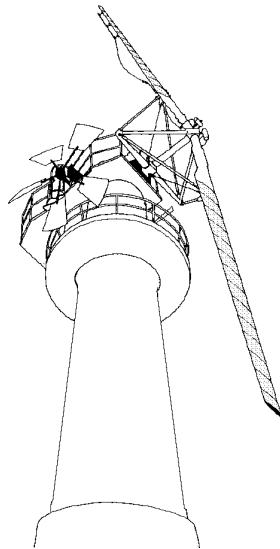


Fig VI.3.- Aeroturbina danesa de diseño aerodinámico capaz de generar entre 30 y 70 kW

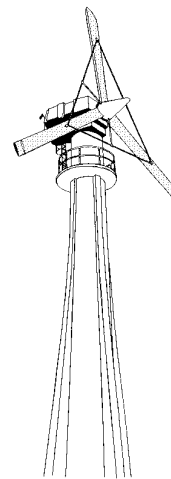


Fig VI.4.- Aerogenerador danés de 45 kW (J. Juul), que se instaló en la isla de Bogo

Sus características técnicas eran:

- *Diámetro: 24 m; Superficie barrida: 450 m².*
- *Hélice tripala: colocada bajo la góndola.*
- *Velocidad nominal: 17 m/seg; Potencia nominal: 200 kW; Velocidad de rotación: 30 rev/min.*
- *Altura del soporte: 25 m.*
- *Generatriz asíncrona: 200 kW con 8 polos.*
- *Deslizamiento de: 0 a 1% plena carga.*
- *Velocidad de arranque: 5 m/seg .*
- *Relación de multiplicación: $k = 25$ (doble tren de cadenas).*

- Freno aerodinámico en el extremo del ala accionada por servomotor.
- Longitud útil de las palas: 9 m; Anchura de las palas: 1,54 m.

La hélice era de palas alabeadas de paso fijo, ángulo de calado 16° . La construcción de las palas se inspiró en las técnicas utilizadas en los molinos de viento. Llevaban una armadura de madera sujeta por placas de acero de 10 y 16 mm; las estructuras de madera, estaban cubiertas por una chapa de aleación ligera adaptada a la forma aerodinámica de los perfiles.

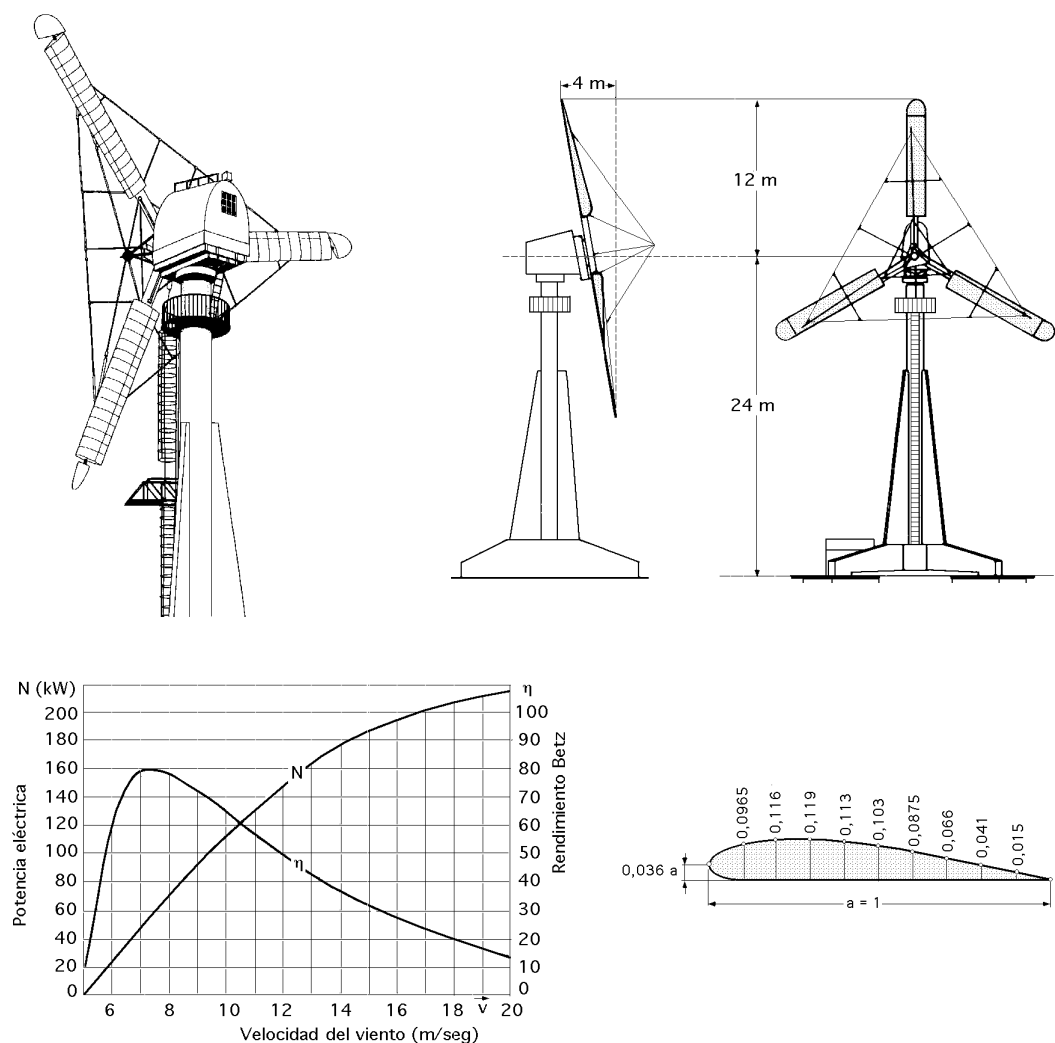


Fig VI.5.- Aerogenerador Gedser de 200 kW

La generatriz asíncrona unida a la red regional mantenía la velocidad de rotación en un valor casi constante. La regulación de la velocidad se facilitaba al disminuir el rendimiento aerodinámico de las palas con el aumento de la velocidad del viento.

En caso de exceso de velocidad debido a la ruptura de la conexión eléctrica con la red, los alerones móviles situados en el 12% de la superficie útil de las palas giraban 60° bajo la acción de un servomotor accionado por un regulador de bolas provocando así el frenado aerodinámico del conjunto. La parada de la máquina se obtenía por la intervención de un freno mecánico.

Aerogenerador de Tvind.- En 1978 se llevó a cabo una original planta eólica de 2 MW; los maestros de las escuelas de Tvind, cerca de Ulfborg, en el oeste de Jutlandia (Noroeste de Dinamarca), decidieron generar la energía que se consumía en su comunidad, de alrededor de un

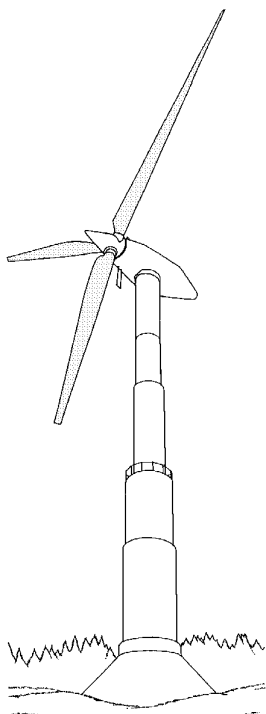


Fig VI.6.- Aerogenerador de Tvind, de 2 MW

millar de personas. Con la ayuda de otras instituciones del país, diseñaron y construyeron esta aeroturbina, que era la de mayor potencia que se había construido hasta entonces Fig VI.6.

El aerogenerador Tvind fue el primero de gran potencia diseñado para operar con la máxima eficiencia con cualquier condición de viento inferior a 54 km/h; consta de un rotor tripala, compuesto por palas de fibra de vidrio con un perfil NACA 23035 en el entronque con el cubo, 2,13 m de cuerda, hasta un perfil 23012 en la periferia, 0,7 m de cuerda.

La potencia eléctrica generada se utilizaba parcialmente para calefacción y el resto en forma de corriente continua, como suministro de energía eléctrica. La planta ha funcionado desde entonces, aunque con ciertos problemas de tipo operacional, proporcionando electricidad a la comunidad de Tvind.

Sus características eran las siguientes:

- Hélice tripala de plástico armado de fibra de vidrio de paso variable.
- Perfil NACA 23035, 23024 y 23012.- Diámetro: 54 m.
- Velocidad de rotación: 40 rev/min.
- Potencia nominal: 2 MW, para una velocidad del viento de 15 m/seg.
- Velocidad del viento máxima de servicio: 20 m/seg.
- Generador: alternador trifásico.- Velocidad de rotación: 760 rev/min.
- Relación de multiplicación: 19.
- Peso del multiplicador de velocidad: 18 toneladas.
- Peso de cada pala: 4 toneladas.
- Altura de la torre de hormigón: 53 m.

Aerogeneradores NIBE.- Animado por esta experiencia y por las presiones de los grupos ecologistas, el gobierno danés elaboró en 1977 un programa de desarrollo de dos años de duración, que incluía la reconstrucción del aerogenerador Gedser y la puesta en marcha de otros dos, (concebidos por Helge Petersen), de 630 kW, los NIBE A y B que entraron en funcionamiento en 1979 y 1980 respectivamente; la separación entre uno y otro era de 220 metros, Fig VI.7.

Primera máquina: El aerogenerador A utilizaba un dispositivo de regulación basado en la reducción de la fuerza aerodinámica alrededor del descolgamiento aerodinámico. La reducción de la potencia se provocaba por la variación del ángulo de asiento de las extremidades móviles de las palas; el ángulo de asiento podía tomar valores de -6° . Las partes de las palas situadas cerca del cubo eran fijas y estaban unidas con obenques.

Segunda máquina: El aerogenerador B utilizaba un sistema de regulación de paso variable sobre toda la longitud de las palas. Con vientos muy fuertes, las palas tomaban una posición paralela a la dirección del viento.

Ambos rotores tenían 40 m de diámetro, y estaban fabricados en poliéster con refuerzo de fibra de vidrio.

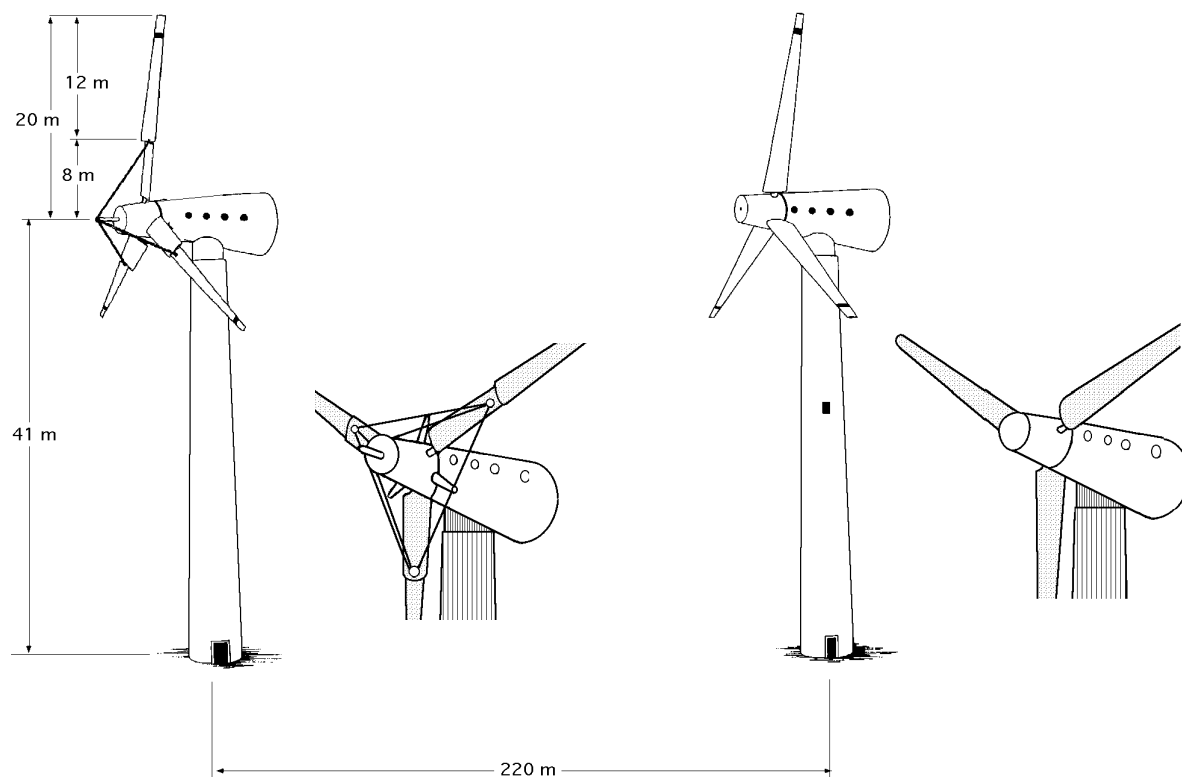


Fig VI.7.- Aerogeneradores NIBE A y B de 630 kW

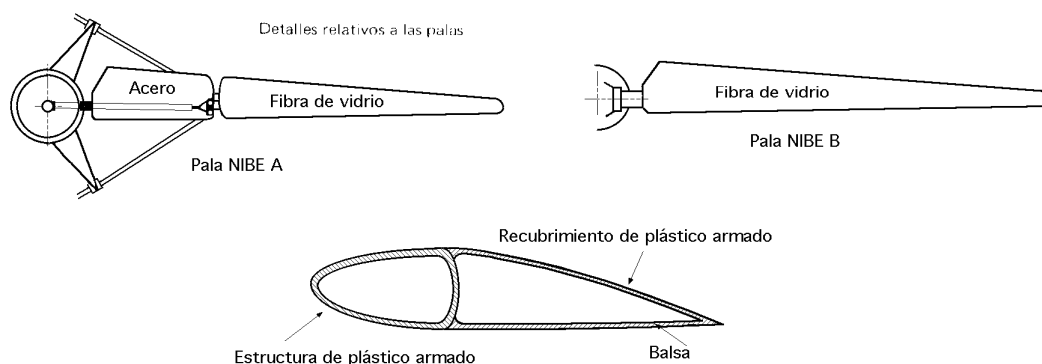


Fig VI.8.- Palas de los aerogeneradores NIBE A y B

Las características comunes de los dos aerogeneradores eran las siguientes:

- Rotores de 40 m de diámetro
- Las palas eran de acero y de poliéster con refuerzo de fibra de vidrio.
- Hélices tripala delante de la torre.
- Las palas presentaban una torsión (alabeo) de 11° desde el entronque en el cubo hasta las extremidades.
- Los perfiles utilizados fueron: NACA 4412, 4434.
- Cubo rígido.
- Ángulo de cono: 7°
- Inclinação del eje de rotación sobre el plano horizontal: 6°.
- Velocidad de rotación: 34 rev/min.- Velocidad nominal del viento: 13 m/seg.
- Velocidad específica: $TSR = 5,4$.- Velocidad máxima del viento en servicio: 25 m/seg.
- Generatriz eléctrica asíncrona: 4 polos, 6 kV, 630 kW.
- Velocidad mínima del viento para generación: 6 m/seg
- Producción anual estimada: 1,5 GWh.

- Regulación con paso variable y calculador.
- Orientación con servomotor hidráulico (velocidad de rotación: 0,4 grados/seg).
- Torres cilíndricas de baja frecuencia, de hormigón armado y 41 m de altura
- Masa y longitud de la parte móvil de las palas del aerogenerador A: 900 kg; 12 m.
- Masa de cada pala del aerogenerador B: 3.500 kg.
- Masa total (barquilla + palas): 80 Tm

Tenían entre sí algunas diferencias, como el arriostramiento de las palas y el control de regulación de potencia por entrada en pérdida de la pala en la serie A; los rotores eran tripala, y en la serie A estaban arriostradas entre sí.

La regulación de la hélice en el A se realizaba variando al ángulo de ataque de toda la pala, y en el B, el paso variable afectaba a 2/3 de la pala.

Aerogenerador Volund.- Describiremos solamente el modelo de 28 m de diámetro, concebido por Helge Petersen, Fig VI.9.

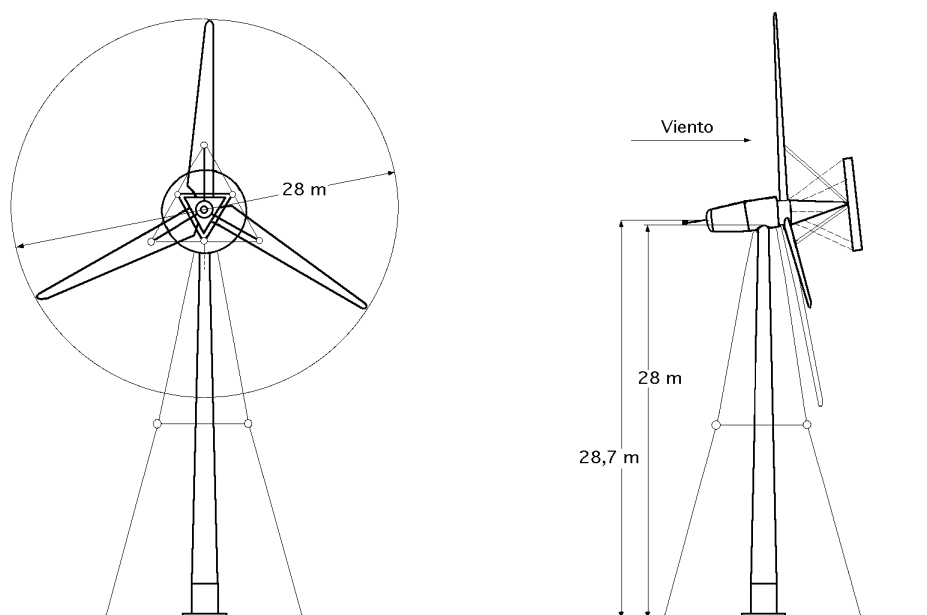


Fig VI.9.- Aerogenerador Volund de 265 kW

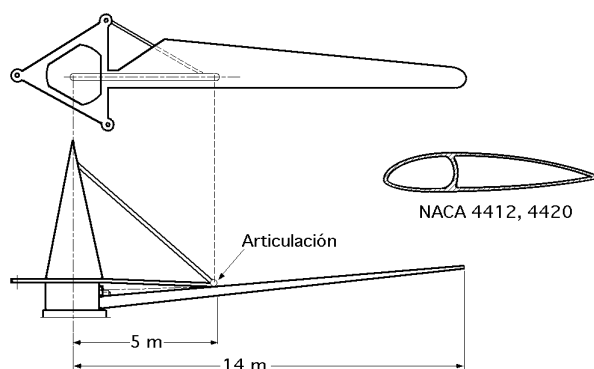


Fig VI.10.- Pala del aerogenerador Volund de 265 kW

Sus características principales eran las siguientes:

- Hélice tripala- Diámetro: 28 m.- Palas de plástico armado de fibra de vidrio. Alabeo: 7,8°.
- Anchura de las palas: junto al cubo: 1 800 mm.; en sus extremidades: 600 mm.

- Perfiles: NACA 4412, 4420.
- Potencia: 265 kW.- Velocidad nominal del viento: 13 m/seg
- Velocidad de rotación: 42 rev/min para viento fuerte y moderado. 28 rev/min para viento suave
- Cubo rígido
- Ángulo de cono: 4°
- Inclinación del eje de rotación sobre el plano horizontal: 6°.
- Regulación con paso variable y regulador centrífugo.
- Torre troncocónica de acero de 28 m de altura, con diámetro de 0,80 m en la cima y 1,4 m en la base.
- Autoorientable por rotor auxiliar.
- Dos generadores asíncronos: el primero de 6 polos, 58 kW, 1000 rev/min para vientos de velocidad baja; el segundo de 4 polos, 265 kW, 1512 rev/min para vientos moderados y fuertes.
- Producción anual estimada: para una velocidad media de 5,35 m/seg: 450.000 kWh/año; para una velocidad media de 7 m/seg: 800.000 kWh/año.
- Peso de cada pala: 700 kg.- Peso del rotor con palas: 4000 kg.
- Barquilla + rotor: 14 000 kg. - Torre: 6 000 kg. - Peso total: 20 000 kg.
- La máquina puede resistir vientos de 70 m/seg (250 km/hora). Su duración se estimó en 30 años.

A finales de 1991 las estadísticas operativas para ambos generadores indicaban más de 6.000 horas de funcionamiento para el A y más de 25.000 para el B.

Dinamarca desarrolló también aerogeneradores de baja potencia durante los años 1980-81, y así fueron instaladas 500 máquinas de potencias entre 10 y 55 kW. Entre ellas podemos citar:

Aerogenerador Kuriant.- El aerogenerador Kuriant, Fig VI.11a, tenía las siguientes características técnicas:

- Tres palas fijas de plástico armado con fibra de vidrio.
- Diámetro: 10,90 m.
- Velocidad de rotación: 68 r.p.m.
- Potencia nominal: 15 kW con una velocidad del viento de 9 m/seg.
- Velocidad específica: TSR = 4,2.
- Relación de multiplicación: $k = 15$.
- Dos generadores asíncronos, uno de 4 kW para vientos débiles y otro de 15 kW, a 1000 r.p.m. y velocidades del viento hasta 25 m/seg. Los dos aerogeneradores están acoplados por poleas y correas.
- Altura del soporte: 12 m ó 18 m, según el lugar.

En caso de una excesiva velocidad de rotación, los alerones situados al final de las palas frenaban el rotor. La instalación estaba protegida también contra las vibraciones anormales y la sobrecarga. La máquina estaba orientada al viento por un motor eléctrico.

Aerogenerador Holger Danske.- El aerogenerador Holger Danske, era un tripala de palas de plástico armado de fibra de vidrio y tenía un diámetro de 11 m; los alerones colocados en el extremo exterior de las palas podían girar 60°; cuando el aerogenerador sobrepasaba en un 5% la velocidad nominal de rotación, actuaban frenando la máquina y volvían de nuevo a su posición cuando la velocidad caía al 30% de su valor nominal.

Aerogenerador Herborg.- El aerogenerador Herborg semejante al anterior, estaba equipado con dos generadores asíncronos de 30 y 5 kW.

Aerogenerador Sonebjerg.- Los aerogeneradores Sonebjerg, tripala, utilizaban rotores de diámetros que variaban entre 10 y 14 m, acoplados a generadores asíncronos de 22 a 55 kW; las palas eran de madera y estaban cubiertas de plástico armado.

Aerogenerador Jydsk.- El aerogenerador Jydsk arrastra un generador asíncrono de 15 kW, Fig VI.11c; el rotor de paso variable tiene un diámetro de 8,4 m.

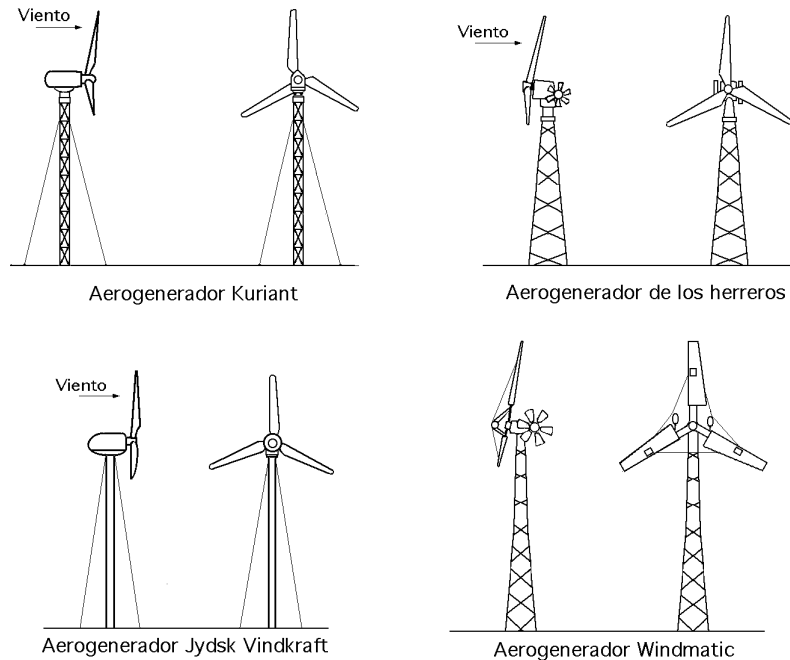


Fig VI.11.- Algunos aerogeneradores daneses

Aerogenerador Windmatic.- La compañía Windmatic fabricó máquinas de diámetro 10, 12 y 14 m y potencias que variaban entre 10 y 55 kW. Las palas de las máquinas Windmatic eran fijas y arriostradas y estaban equipadas con frenos aerodinámicos colocados sobre las palas, Fig VI.11d. Las características del aerogenerador Windmatic de 22 kW eran las siguientes:

- Tres palas fijas de plástico armado.
- Diámetro: 10 m.
- Velocidad de rotación: 68 r.p.m.
- Potencia: 10 kW con viento de 8 m/seg, y 22 kW con viento de 12 m/seg.
- Velocidad específica: $TSR = 4,4$.
- Velocidad del viento = 20 m/seg.
- Relación de multiplicación.: $k = 14,83$.
- Generador de 22 kW a 1000 r.p.m.
- Soporte de acero
- El aerogenerador está orientado por dos rotores auxiliares colocados a cada lado de la barquilla.

Aerogenerador Erini.- El aerogenerador Erini era semejante al precedente, excepto en que sus palas estaban soldadas.

Aerogenerador Poulsen.- El aerogenerador Poulsen era muy particular; el eje de rotación estaba inclinado 30° respecto al plano horizontal. El rotor, de palas fijas, arrastraba dos generadores eléctricos asíncronos: uno de 5 kW, 6 polos, a 60 r.p.m. con viento débil, y otro de 30 kW, 4 polos, a 120 r.p.m. con viento moderado y fuerte.

Aerogenerador Dansk Vindkraít.- El aerogenerador Dansk Vindkraít estaba conectado a un generador de 15 kW; el paso de las palas era variable.

En 1988 se puso en marcha en la localidad de Tjaereborg, en la costa oeste de Jutlandia, el aerogenerador ELSAN 2.000 de 2 MW de potencia nominal, con un rotor de 3 palas, 60 m de

diámetro, y control por cambio de paso.

Otra experiencia interesante realizada en Dinamarca fue un aerogenerador de 1 MW, diseñado con el objetivo concreto de reducir costes, y que entró en funcionamiento en 1992. Su rotor de 50 m de diámetro puede funcionar tanto con paso fijo como variable.

En la actualidad, los daneses construyen modelos comerciales de gran potencia, como una máquina eólica con un rotor tripala de 28 metros de diámetro con palas de perfiles NACA de la serie 44-XX y velocidad nominal de 13 m/seg. Una de las variantes de esta máquina consiste en una multipala coaxial con la que se pone en funcionamiento y genera energía para velocidades de viento menores.

Otras características son: *Posición de la torre a sotavento, palas de acero y fibra de vidrio, potencia 650 kW, altura de la torre 45 metros, velocidad de conexión 6 m/seg, velocidad nominal 13 m/seg, velocidad de desconexión 25 m/seg, y un alternador por inducción, (asíncrono).*

A comienzos de 1985, Dinamarca tenía instaladas 1.400 aeroturbinas con una potencia total de 50 MW que suministran 28 millones de kWh. En 1984 se exportaron aeroturbinas cuya suma de potencias fue de 100 MW y por un valor de 100 millones de dólares; en California existen instaladas una gran cantidad de máquinas eólicas danesas.

VI.5.- ALEMANIA

En la década de los años veinte, el ingeniero alemán Kumme diseña una de las primeras turbinas que utilizaba palas con perfil aerodinámico. El aerogenerador Kumme llevaba un rotor de cinco palas que transmitía la fuerza motriz a un generador situado en la base de la torre, mediante un sistema de engranajes y ejes. La máquina se orientaba con la ayuda de dos rotores auxiliares, Fig VI.12.

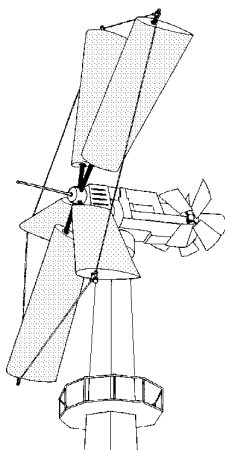


Fig VI.12.- Aerogenerador alemán Kumme

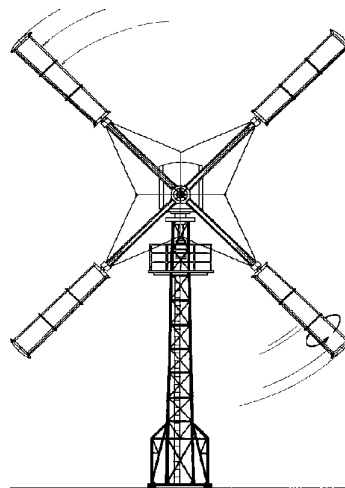


Fig VI.13.- Aerogenerador alemán de palas giratorias (Flettner)

Años más tarde, Flettner construye un modelo basado en el efecto Magnus, que consistía en superponer dos campos de velocidades, uno producido por el viento y el otro por un cilindro con movimiento rotatorio, generando una diferencia de presiones que provocaba la aparición de fuerzas aerodinámicas. Flettner había atravesado el Atlántico en un barco impulsado por dos cilindros giratorios. La turbina Flettner tenía cuatro palas cilíndrico-cónicas, que giraban accionadas por unas pequeñas hélices situadas en sus extremos. El efecto Magnus que aparece sobre las

palas generaba su fuerza motriz. Aunque su rendimiento era más bajo que el de los sistemas convencionales, esta máquina llegó a alcanzar 30 kW de potencia con velocidades de viento de 35 km/h, Fig VI.13.

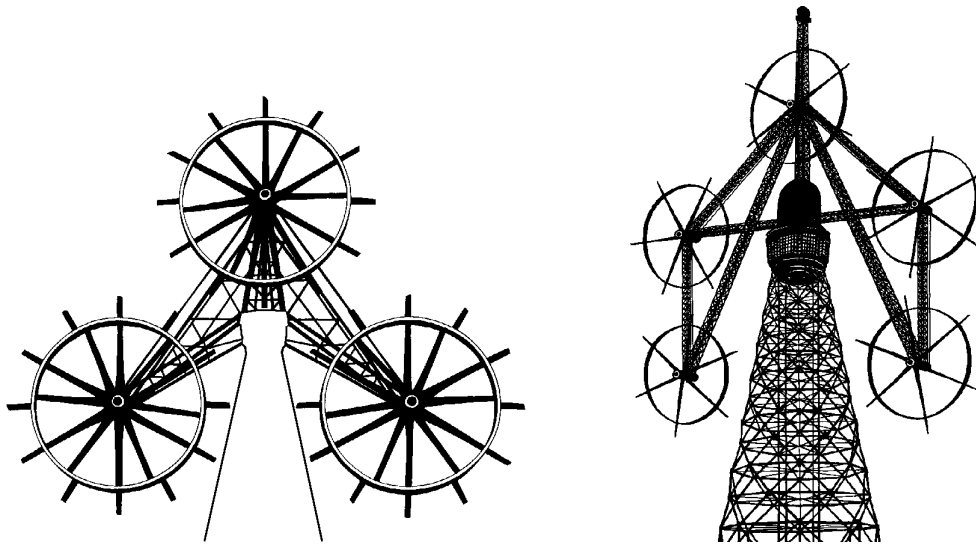


Fig VI.14.- Turbinas eólicas Honnef de 75 MW y 120 MW

El interés por las máquinas eólicas de gran potencia se incrementa en los años 30, en los que el profesor Hönnef proyecta una planta eólica, que nunca llegó a construirse, capaz de generar 75 MW. La turbina estaba formada por 3 rotores de 160 m de diámetro cada uno, dispuestos en una torre de 300 m de altura; posteriormente proyectó otra de 120 MW con 5 rotores, Fig VI.14.

Después de la guerra, el protagonista del programa eólico alemán fue el profesor Hütter, autor de numerosas obras teóricas, quien utilizó por primera vez materiales plásticos en la fabricación de las palas, consiguiendo con ello reducir su precio de forma apreciable; bajo su dirección, la compañía Allaier fabricó y comercializó un modelo tripala de 8 kW regulado por paso variable mediante un sistema mecánico de contrapesos que actuaban por efecto de la fuerza centrífuga. La aeroturbina de mayor potencia diseñada por Hütter alcanzó 100 kW con vientos de 30 km/hora. El rotor de 33 m de diámetro, estaba fabricado con resina “epoxi” y refuerzo de fibra de vidrio. La planta funcionó en perfectas condiciones durante diez años, siendo desmantelada en 1968, Fig VI.15.

También se realizaron grandes esfuerzos en la construcción de un aerogenerador de 3 MW, con un rotor de 100 m de diámetro, diseñado por la Messerschmitt Bolkom Blohm, MBB, que empezó a funcionar en 1983 en la costa del Mar del Norte. El proyecto fracasó debido a la aparición de grietas en el buje durante las primeras horas de funcionamiento, provocando un replanteamiento en los criterios de diseño de futuros desarrollos.

Los nuevos modelos dieron lugar a una serie de turbinas de 1 MW, la primera de las cuales, el modelo WKA-60 de 1,2 MW, está funcionando en la isla de Helgoland y constituye junto con los modelos desarrollados por Dinamarca, Holanda y España, una de las experiencias más interesantes de las realizadas en grandes aerogeneradores.

Algunos de los aerogeneradores de baja potencia experimentados en la isla de Pellworm, donde se encuentra el centro alemán de energía eólica, fueron.

- El aerogenerador Brümer de tres palas de aluminio, era de paso variable. El rotor que giraba detrás del

soporte es autoorientable.

- El aerogenerador Aeroman tenía un rotor de plástico armado, de paso variable. El rotor que giraba detrás del soporte estaba orientado por un rotor auxiliar.

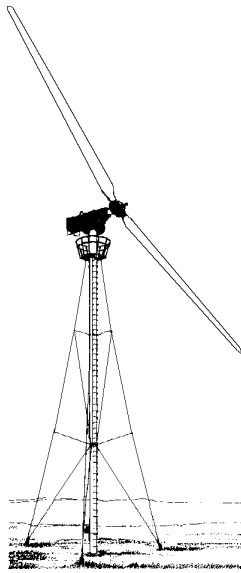


Fig VI.15.- Aerogenerador de Hütter de 100 kW, con palas de plástico

- El aerogenerador Böwe tenía una sola pala de plástico armado y de paso variable. Cuando la velocidad de rotación era excesiva, una cuña axial colocaba la pala paralela a la dirección del viento.

- El aerogenerador Hüllman tenía un rotor de tres palas, de plástico armado y de paso variable como los precedentes. Estas máquinas arrastraban alternadores de potencia superior a 10 kW conectados a la red de frecuencia 50 Hz.

Un prototipo de aerogenerador muy interesante fue el Noah de hélices coaxiales que giraban en sentido contrario, y así se suprimía el multiplicador de velocidad. Construido por W. Schoenball, consistía en una aeroturbina de 12 m de diámetro con dos hélices de 5 palas coaxiales que giran en sentido contrario. Una de las hélices arrastraba el rotor del generador y la otra el estator. Como las velocidades de rotación del rotor y del estator se suman, no era necesario un multiplicador de velocidad. La velocidad de rotación de cada

rotor se mantenía constante e igual a 71 rev/min gracias a un dispositivo eléctrico.

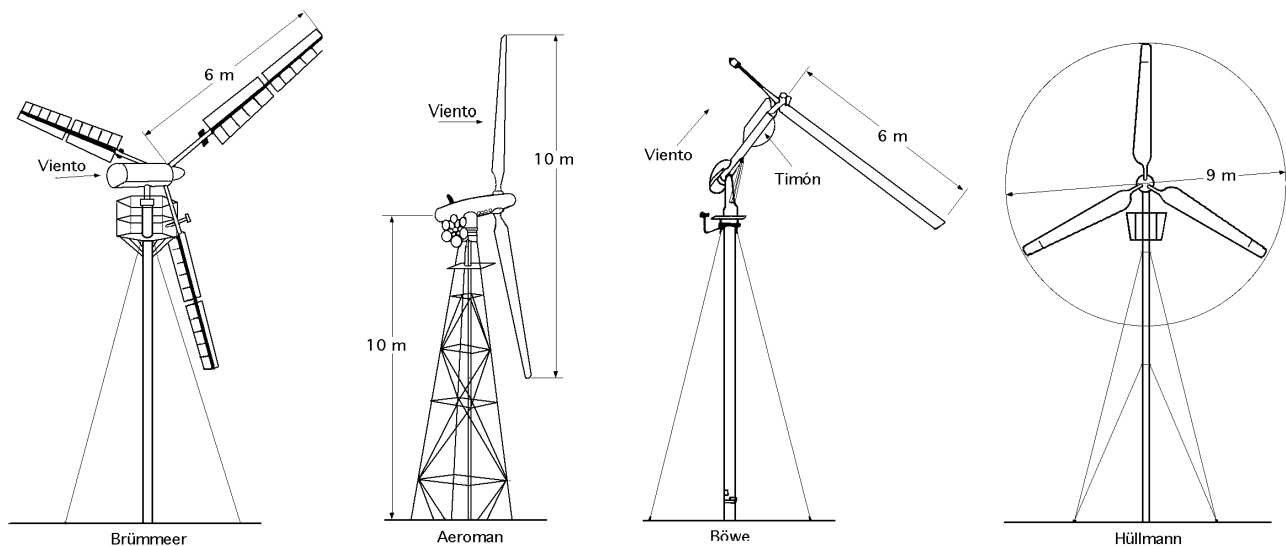


Fig VI.16.- Aeroturbinas alemanas

Una hélice auxiliar orientaba las hélices principales cara al viento.

Si el viento superaba los 20 m/seg, un dispositivo especial aislaba los rotores principales del efecto del viento.

El prototipo construido en la isla de Sylt, Alemania, suministraba una potencia de 70 kW.

La ventaja del dispositivo residía en la supresión del multiplicador de velocidad, que se veía contrarrestada por una mayor complejidad, lo que constituía un problema para la máquina.

A estos proyectos se sumaron otras dos turbinas monopalas de tipo experimental, el modelo

MON-400 de 400 kW y el MON-650 de 650 kW. Estos aerogeneradores entraron en funcionamiento en 1982 y 1989 e incorporaron importantes innovaciones en el diseño de palas, realizadas con los nuevos materiales en fibra de carbono.

Un nuevo proyecto de aerogenerador de 3 MW, el AEWS II, entró en funcionamiento en 1993.

Tabla VI.2.- Características geométricas y mecánicas de las diferentes máquinas

Modelo	Brüner	Aeroman	Böwe	Hüllman
Diámetro m	12	11	12	9
Palas	3	2	1	3
Potencia kW	10	11	10	10
Velocidad nominal m/seg	8	8	8	9
n, r.p.m.	40	100	115	100
TSR	3,14	7,2	9	5,9
Relación de multiplicación k	37,5	15	13	15
Altura del soporte m	9	10	11	12

Aerogeneradores Growian de 265 kW y 3 MW.- En la actualidad, el Growian I, situado cerca de la desembocadura del Elba, Fig VI.17a, es una aeroturbina con un rotor bipala de 100,4 metros de diámetro, situado a sotavento de una torre de 100 metros de altura. Lleva un perfil de la serie FX-77-W y un alternador asíncrono con una potencia prevista de 3 MW para una velocidad nominal de 11,8 m/seg.

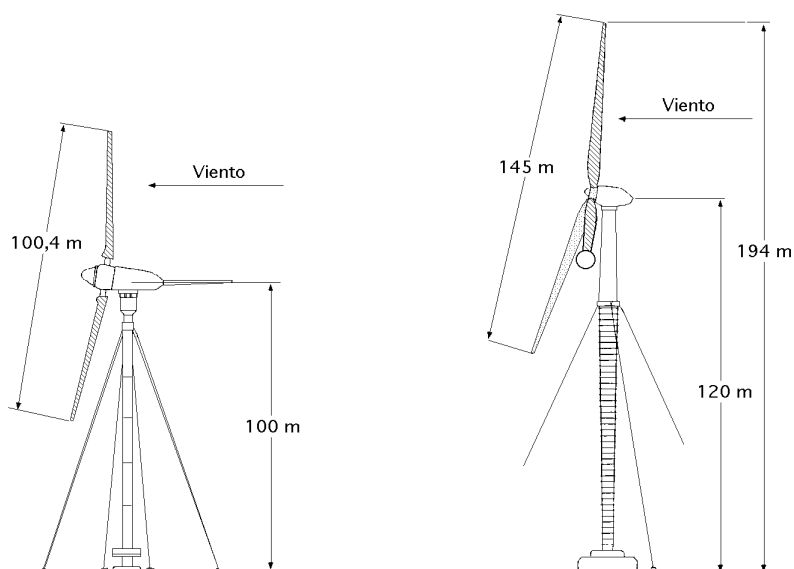


Fig VI.17.- Aerogeneradores Growian de 265 kW y 3 MW

Las características técnicas del Growian I eran:

- Hélice bipala de 100,4 m de diámetro, construida de acero
- Palas de paso variable sobre toda la longitud; su anchura: varía de 4,25 m en el cubo hasta 1,30 m en el extremo.
- Perfiles: FX-77-W. Cubo articulado.
- Velocidad de rotación: 18,5 rev/min \pm 15 %.- Velocidad específica: TSR = 8.
- Potencia: 3 MW.
- Velocidad nominal del viento: 11,8 m/seg.- Velocidad mínima de generación: 6,3 m/seg.
- Velocidad del viento máxima en servicio: 24 m/seg.
- El rotor está calculado para resistir un viento de 60 m/seg (220 km/hora).
- Generador asíncrono: 1500 rev/min \pm 15 %; 6,3 k.

- Relación de multiplicación: $k = 81$.
- Torre cilíndrica de 100 m de altura, constituida por cilindros soldados de acero de 3,50 m de diámetro, mantenida verticalmente con tirantes.
- Peso de la góndola y del rotor: 310 Tm.
- Producción estimada: 12 GWh.

El modelo Growian II, Fig VI.17b, está previsto con un rotor de una sola pala (con contrapeso) y un diámetro de 145 metros. La potencia de esta máquina será de 5 MW, con una velocidad nominal del viento de 11 m/seg y una altura de torre de 120 m.

Dentro del campo de las grandes máquinas está en estudio el proyecto EOLO con un nuevo aerogenerador de 3 MW.

VI.6.- FRANCIA

A principios de los años veinte, el ingeniero Andreau-Enfield diseña un original modelo de aerogenerador de 8 kW. El rotor estaba formado por dos palas huecas en su interior y agujereadas en los extremos. El giro de las palas bajo el impulso del viento y por acción de la fuerza centrífuga, generaba una corriente de aire que se transmitía a través de las palas y de la torre, moviendo una turbina situada en su base.

Por esta misma época, Darrieux desarrolla su turbina de eje vertical que, aunque en su momento no despertó demasiado interés, posteriormente ha sido objeto de numerosos estudios, convirtiéndose en una de las opciones de interés dentro del campo de los modernos aerogeneradores. La mayor ventaja de este tipo de turbinas era que las palas se apoyaban en los dos extremos, por lo que estructuralmente resultaban mucho más sólidas que las hélices convencionales.

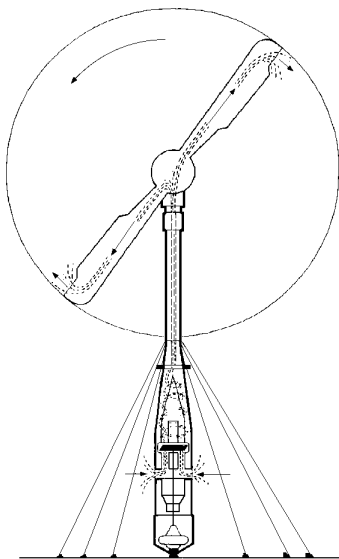


Fig VI.18.- Aerogenerador Andreu-Enfield

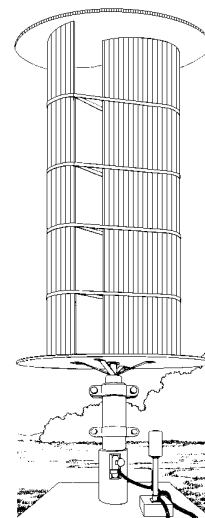


Fig VI.19.- Aerogenerador Savonius

En cambio tenían el inconveniente de funcionar a impulsos intermitentes puesto que en cada período rotacional las palas estaban sometidas a empuje aerodinámico, sólo cuando atravesaban por determinadas posiciones. Por otra parte resultaban difíciles de regular, por lo que el control de velocidad debía realizarse desde los elementos mecánicos (frenos, alternadores...), produciendo inevitables desgastes en los mismos.

Darrieux diseñó también tres turbinas experimentales de tipo convencional por encargo de la

Compagnie Electromécanique, que se construyeron entre 1929 y 1931 y se instalaron en Le Bourget, cerca de París. Estas turbinas tenían unos rotores provistos de unas palas con curvatura, fabricadas mediante la yuxtaposición de dos alas, con el fin de soportar mejor las tensiones estructurales.

En el año 1947 se elaboró en Francia un amplio programa eólico, que se desarrolló durante la década de los cincuenta, y en el que se realizaron gran cantidad de mediciones de viento, no sólo encaminadas a la elaboración de un mapa eólico, sino también para determinar el comportamiento de las capas bajas de la atmósfera debido a las interferencias del terreno.

Aerogenerador Andreau Enfield.- Este aerogenerador fue construido en 1950 por la sociedad británica Enfield para la British Electricity Authority. La máquina fue instalada primero en St-Alban (Inglaterra), pero al ser un lugar muy boscoso, la circulación del viento se perturbaba mucho, por lo que la experiencia no fue aprovechable. La máquina fue utilizada de nuevo en 1957 por Electricity y Gaz d'Algerie para ser experimentada en Grand Vent (Argelia).

El aerogenerador era de un tipo particular, ya que al ser las palas huecas, al girar, la fuerza centrífuga expulsaba el aire por su extremo y la depresión que se originaba se utilizaba para accionar una turbina colocada en la base de la torre del aerogenerador.

Las características técnicas del aerogenerador Andreau Enfield eran:

- Potencia nominal de 100 kW para velocidades del viento comprendidas entre 13,5 y 29 m/seg.
- Velocidad del viento nominal: 13,5 m/seg
- Hélice bipala de paso variable colocada en la parte posterior de la torre.
- Gasto másico de aspiración: $1.655 \text{ m}^3/\text{min}$.
- Alternador de 100 kW, 415 V.
- Altura de la torre 30 m.
- Orientación por servomotor accionado por una veleta.

Como el rendimiento global de la instalación es el producto de las máquinas componentes (hélice bipala, soplante centrífuga, turbina de aire, y alternador), su rendimiento era bajo, 22%, viniendo influenciado ésto también por la entrada de aire en las juntas giratorias. Las palas tenían un rendimiento del 73%, pese a que sus perfiles eran defectuosos; una conclusión fue que hubiese sido preferible evitar las palas articuladas.

Aerogenerador Best Romani de Noi-le-Régent de 800 kW.- La Compañía de Electricidad de Francia, EDF, encargó a la Best-Romani la construcción del mayor aerogenerador del momento, Fig VI.20, que según los diseñadores era capaz de generar 800 kW con velocidades de viento de 60 km/h, que empezó a funcionar en abril de 1958 hasta el mes de abril de 1962, generando durante este periodo 221 000 kWh.

Sus características técnicas eran las siguientes:

- Rotor de 30,2 m de diámetro situado a sotavento, que facilitaba su orientación por efecto de conicidad.
- Potencia nominal 800 kW, para un viento de 16,7 m/seg.
- Velocidad de rotación de la hélice 47,3 rev/min.
- Generador: alternador con 6 poleas a 1 000 rev/min.
- Arranque, para una velocidad del viento de 7 m/seg.
- Altura del poste: 32 m sobre el suelo.
- Masa total (salvo la infraestructura): 160 toneladas.
- Unión entre hélice y alternador por dos multiplicadores de rueda planetaria de relación 7,5/1 y 3/1.

La hélice tripala, de palas fijas, estaba preparada para funcionar con un viento de 25 m/seg pero podía resistir ráfagas de 35 m/seg y soportar, parada, velocidades de 65 m/seg (250 km/h).

Las palas, de forma trapezoidal, estaban recubiertas con una chapa de aleación ligera (aluminio-cinc) remachada, que mantenía un buen equilibrio entre la resistencia mecánica, la resistencia a la corrosión, el peso y el precio.

Su perfil era el de un ala de avión clásica NACA 230-15.

El aerogenerador iba colocado en el extremo de un mástil fijado en el centro de una plataforma sostenida por un trípode gigante.

Para la puesta en marcha, un embrague permitía desconectar la hélice del alternador, que arrancaba con motor asíncrono.

En marcha normal, el alternador acoplado a la red por medio de dos transformadores, mantenía constante la velocidad de rotación.

Cuando la velocidad del viento era excesiva, para evitar la desconexión con el alternador, un dispositivo automático separaba éste de la red y se alimentaba una resistencia constituida por una línea de 60 m de longitud.

El freno eléctrico así constituido y un freno mecánico con disco de 1,80 m de diámetro paraba la máquina en menos de dos vueltas de hélice.

El ruido era tan pequeño que se podía sostener una conversación a un nivel normal, bajo la plataforma, a 50 cm de las palas en rotación.

El sistema de orientación era muy simple; la máquina se orientaba por sí misma sin ningún dispositivo en particular, estando la hélice en rotación cuando la velocidad del viento alcanzaba 3 m/seg.

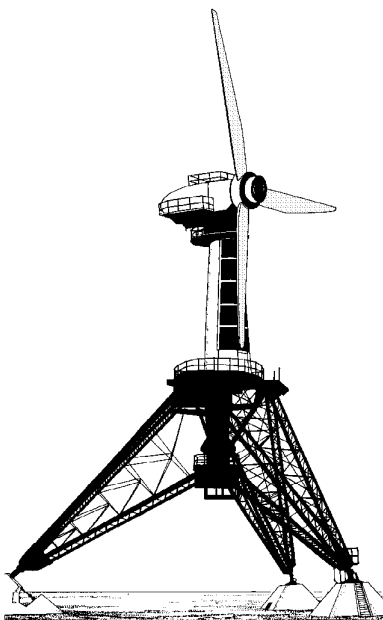


Fig VI.20.- Aerogenerador de 800 kW de Best-Romaní

Ese gran aerogenerador sirvió durante cinco años como banco de pruebas experimental. Durante una tempestad produjo 10.000 kWh en doce horas con una potencia de 1.025 kW. En régimen óptimo, el rendimiento de la hélice alcanzaba el 85% del límite de Betz. En uno de los ensayos, el 30 de agosto de 1960, la potencia pasó, en 2,85 segundos, de 300 kW a 900 kW.

Con el fin de eliminar un tren de engranajes y reducir el coste de las palas, en 1963 se diseñó otra hélice que giraría a 71 rev/min (velocidad periférica 112 m/seg), que era demasiado rápida, por lo que la velocidad periférica se fija en 100 m/seg, valor que no se debía superar.

Como consecuencia de la rotura de la pala, la máquina fue desmontada y ya no se volvió a montar debido a los bajos precios del petróleo existentes en aquellos momentos.

Aerogenerador Neyrpíc de 132 kW de St. Rémy des Landes (Manche, Francia).- En 1962 entró en funcionamiento el primer aerogenerador Neyrpíc, proyectado por Louis Vadot, Fig VI.21, de 132 kW con velocidad nominal de 45 km/h, que se instaló en St. Remy-des Landes; la planta estuvo en operación durante cuatro años, hasta marzo de 1966; durante este periodo su producción alcanzó los 700.000 kWh.

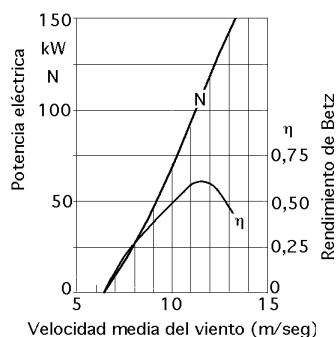
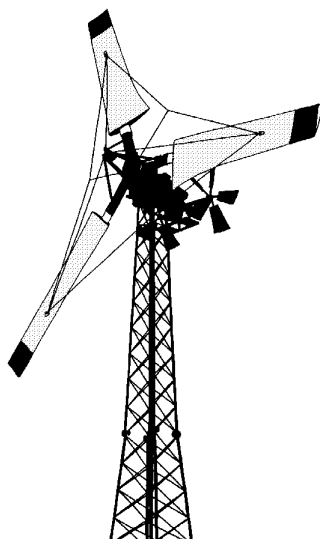


Fig VI.21.- Aerogenerador Neyrpíc de 132 kW de St. Remy-des Landes y curva de variación de la potencia y del rendimiento con relación al límite de Betz

El aerogenerador se orientaba con ayuda de rotores auxiliares, cuyas pruebas de autoorientación dieron resultados positivos. Sus características técnicas eran:

- Diámetro: 21,2 m.
- Potencia nominal: 132 kW.
- Velocidad nominal del viento: 12,5 m/seg
- Velocidad de rotación: 56 rev/min.
- Potencia máxima: 150 kW para un viento de 10 a 13,5 m/seg.
- Rendimiento máximo: 0,5 a 0,6 para un viento de 10 a 13 m/seg.
- Hélice tripala de paso variable, de aluminio soldado, y estructura metálica con revestimiento plástico.
- Doble tren multiplicador.
- Generatriz eléctrica asíncrona a 1530 rev/min.

Aerogenerador Neyrpíc de 800 kW de St. Rémy des Landes (Manche, Francia).- El segundo aerogenerador Neyrpíc, diseñado por Louis Vadot, Fig VI.22, empezó a funcionar en 1.963; el rotor, fabricado en plástico reforzado, era un tripala regulable de 35 m de diámetro, con paso variable.

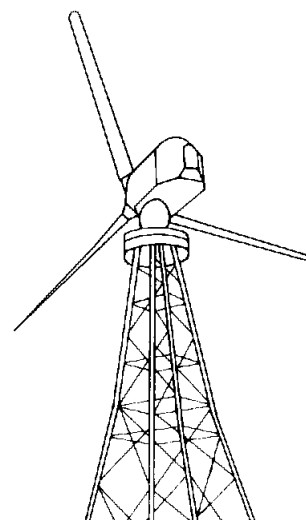
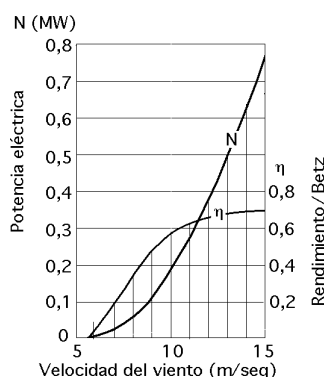
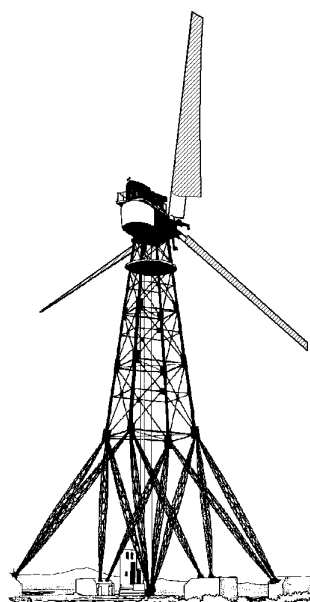


Fig VI.22.- Aerogenerador Neyrpíc de 0,8 MW

La planta, instalada en St. Remy des Landes, tuvo un funcionamiento muy satisfactorio durante un año, pero hubo de pararse al cabo de 2.000 horas de funcionamiento a causa de una avería producida en el multiplicador de velocidad. A pesar del dinero empleado y el poco tiempo de funcionamiento, no se reparó nunca debido también a los bajos precios del petróleo. Fue desmontado en junio de 1966. Sus características técnicas eran:

- Diámetro: 35 m.
- Potencia nominal: 1 MW para un viento de 17 m/seg (60 km/hora).
- Rendimiento máximo: $0,6 \div 0,7$ para un viento de 13 a 15 m/seg.
- Altura de la torre: 61 m.
- Parada por alerones para una velocidad del viento inferior a 6 m/seg.
- Hélice tripala de plástico, autoorientabl y palas de paso variable.
- Calaje fijo hasta 650 kW, y variable en adelante.
- Generatriz eléctrica asíncrona: 1.015 rev/min, 3. 000 VI.
- Masa total : 96 toneladas.

Aerogeneradores Aerowatt .- En los años cincuenta se comercializaron una serie de aerogeneradores de baja potencia y dentro de ellos los *Aerowatt*, Fig VI.23, con potencias comprendidas entre 25 W y 4 kW, que dieron muy buen resultado. Estos aerogeneradores utilizaban al máximo los vientos de débil velocidad, lo que reducía la capacidad de los acumuladores a instalar para la regulación.

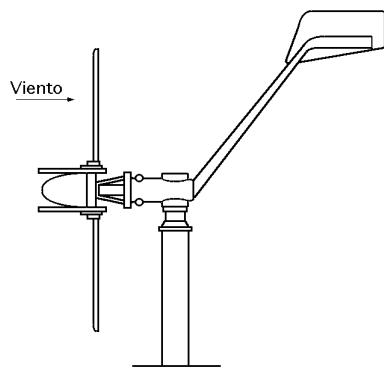


Fig VI.23.- Generador Aerowatt

Las hélices, bipalas de paso variable, estaban accionadas por un regulador centrífugo que actuaba por la acción de dos masas centrífugas, y utilizaban veletas para su orientación.

Las palas eran de perfil constante, estrechas y de gran diámetro, construidas con una aleación de aluminio y calculadas para resistir velocidades del viento entre 56 y 90 m/seg. Los alternadores utilizados eran del tipo de imán permanente.

Sólo las unidades más potentes llevaban multiplicadores de velocidad de planetarios. Las pequeñas unidades eran de acoplamiento directo. La constructora clasificó sus máquinas en las gamas FP-5 y FP-7 según que sus velocidades nominales fuesen de 5 ó 7 m/seg, o en las gamas 24-FP a 4000-FP, en función de la potencia.

Existen diversos modelos de estas máquinas, con diámetros de 1 m a 9 m; las máquinas más pequeñas generan energía eléctrica en forma de corriente continua, y las de mayor potencia en forma de corriente alterna.

Tabla VI.3.- Características técnicas del aerogenerador Aerowatt

Modelo Aerowatt	24 FP	150 FP	200 FP	300 FP	1100 FP
Diámetro, m	1	2	3,2	3,2	5
Potencia, W	24	140	200	350	1125
Velocidad del viento m/seg	7	7	5	7	7
n, r.p.m.	1200	525	380	420	178

En Francia, existen varios faros equipados con aerogeneradores Aerowatt, como el faro de Sept Iles cerca de Perros Guirec (Bretaña) cuya generatriz compound de corriente continua 110

V, puede desarrollar 5 kW a 300 rev/min, estando sometida a vientos que sobrepasan a veces los 40 m/seg, presentando una estanqueidad perfecta. Se ha acoplado a hélices tripala de 4 m y 5,70 m de diámetro, de paso fijo, suministrando anualmente una media de 7.000 kW, y posteriormente se la dotó de una hélice de paso variable de 9,20 m de diámetro, generando una media anual de 20.000 kW.

Aerogeneradores Enag.- La sociedad Enag de Quimper puso a punto aerogeneradores de hélice de aleación de aluminio inoxidable, ligeros, de paso variable y enteramente automáticos. Las hélices iban montadas directamente en el árbol de la generatriz sin interposición de engranajes multiplicadores. Las dinamos utilizadas, tipo de excitación shunt, alimentaban unos acumuladores de plomo con placas espesas con una capacidad mínima de baterías de 250 a 350 A.h.

Tabla VI.4.- Características técnicas del aerogenerador Enag

Modelo	Rotor bipala	Rotor tripala	Rotor tripala
Diámetro	2,35 m	2,55 m	4,40 m
Potencia	650 W	1 000 W	3 000 W
Velocidad nominal	9 m/seg	9 m/seg	9 m/seg
Velocidad de conjunción	4 m/seg	4 m/seg	4 m/seg

Aerogenerador "Aeroturbine".- La hélice era de una aleación de aluminio extrusionado, y tenía tres palas de anchura constante (perfil NACA 64-225 de doble curvatura: intradós y extradós). Un multiplicador de velocidad de relación 14,3/1 unía el eje de la hélice con el alternador.

El prototipo fue instalado en Plevenon cerca del cabo Frehel (Bretaña, Francia).

Sus características eran las siguientes:

- Diámetro: 8 m.- Hélice autoorientable situada detrás del soporte, de paso variable.
- Potencia nominal: 10 kW, con un viento de 10 m/seg.
- Velocidad nominal de rotación de la hélice: 105 rev/min.
- Alternador Unelec Alsthom sin anillos ni escobillas de 10 kW, que gira a 1.500 rev/min.
- Tensión: 220/380 V.
- Altura de la torre: 15 m.

Un elevador hidráulico telescópico colocado al pie del mástil permitía inclinarlo hasta el suelo para la verificación y mantenimiento de la instalación.

Después de las experiencias de Noi Le Régent, la EDF proyectó la construcción de un multirotor con dos hélices de 32 m de diámetro, con una potencia de 1 MW. La planta debería haberse instalado en Porspoder (Finisterre), pero el proyecto no se consideró rentable, y no se llegó a construir. Todavía se llegaron a proyectar turbinas de mayor potencia; una con dos rotores y una potencia de 4 MW, y otra de cuatro rotores de 10 MW.

VI.7.- HOLANDA

En Holanda se abordó en 1986 el proyecto NEWECS-45 de 1 MW y 45 m de diámetro, que se encuentra operativo desde 1990. Otras turbinas de 500 y 700 kW se encuentran en fase de desarrollo y otro modelo de 1 MW entró en funcionamiento en 1993.

VI.8.- GRAN BRETAÑA

Aunque Inglaterra se unió un poco más tarde al desarrollo de este tipo de tecnología, contaba

desde 1.920 con la British Electrical & Allied Industries Research Association, creada por E.W. Golding con el fin de promover el aprovechamiento de los recursos eólicos.

Después de la Segunda Guerra, se inició un programa de medición de vientos, con más de 100 estaciones a lo largo de todo el país, con la intención de elaborar un mapa eólico que permitiera evaluar los recursos potenciales.

En el año 1950, la North Scotland Hydroelectric Board encargó a la compañía John Brown el diseño y construcción de un aerogenerador de 100 kW, hélice tripala y paso de pala variable. Las palas estaban aguzadas y no eran alabeadas; la velocidad de diseño era de 56 km/h; suministró energía eléctrica en las islas Orkney (Costa Hill), Fig VI.24. La turbina se instaló acoplada a un generador Diesel y a lo largo de cinco años funcionó durante cortos períodos, cerrándose después definitivamente debido a problemas operacionales.

Paralelamente, la British Electric Authority encargó a la Enfield Cable Company la construcción de otro aerogenerador de 100 kW, que se diseñó siguiendo el modelo desarrollado por el francés Andreu-Enfield en los años veinte y se instaló en St. Albans. La experiencia no resultó muy positiva y el sistema Andreu-Enfield mostró una eficacia inferior a la de los sistemas eólicos convencionales, ya que giraba lentamente; accionaba directamente un generador eléctrico trifásico.

Por otra parte, al inconveniente de tener que mover la totalidad de la máquina, incluyendo la torre de 26 m de altura, para orientar el rotor en la dirección del viento, había que añadir la debilidad estructural de las palas huecas.

Tampoco el emplazamiento en el que se instaló la planta fue muy acertado, debido al comportamiento irregular de los vientos; la instalación se cerró por problemas de vibraciones en las palas, vendiéndose posteriormente a la Compañía de Electricidad de Argelia en 1957.

Otras turbinas eólicas de baja potencia fueron las siguientes:



Fig VI.24.- Aerogenerador de 100 kW en las islas Orkney
(North Scotland Hydroelectric Board)

Aerogenerador de Dowsett.- Este aparato llevaba una hélice tripala de paso variable y arrastraba un generador asincrono de 25 kW; estaba orientada por dos rotores auxiliares.

Aerogenerador de Smith (Isla de Man).- La hélice de aluminio extrusionado estaba conformada por tres palas fijas de anchura constante. La potencia del generador eléctrico alcanzaba 100 kW, y estaba orientada por un rotor auxiliar.

Un proyecto que no llegó a construirse fue el realizado por la sociedad Folland Aircraft Ltd., por encargo del Ministerio de Energía. La planta, que se tenía que haber instalado en Costa Hill, en las islas Orkney, tenía una hélice alabeada de 68,5 m de diámetro, perfil NACA 0015, de paso variable; estaba accionada por un alerón, y arrastraba por medio de multiplicadores de engranajes una generatriz asíncrona prevista para proporcionar 3,5 MW a una velocidad del viento de 15,5 m/seg. La máquina se apoyaba sobre un trípode de 41 m de altura, construido con tres patas de estructura metálica, dos de las cuales se desplazaban sobre un carril de forma circular, en cuyo centro geométrico se apoyaba la tercera y sobre la que pivotaba toda la turbina.

El aerogenerador se orientaba por una eólica auxiliar accionando un motor que arrastraba los *boggies* colocados bajo el pie del trípode.

Tabla VI.5.- Características técnicas de algunos aerogeneradores ingleses

Aerogenerador	Enfield	Dowsett	Smith	J. Brown
Palas	2	3	3	15
Diámetro m	10	128	15,2	100
Potencia kW	10	25	100	15,2
Velocidad nominal m/seg	8,3	11	18,5	130
n r.p.m.	103	65	75	
Altura del soporte m	12	10	10,5	12

Un segundo proyecto de construcción de un aerogenerador gigante se estudió en 1978 por una agrupación de sociedades británicas bajo la dirección de D.F.Warne, de la Electrical Research Association.

Las características de la instalación prevista eran las siguientes:

- Aerogenerador bipala de 60 m de diámetro colocado en la parte superior del poste para evitar los efectos de interferencias.
- Palas de paso fijo de acero.
- Perfiles utilizados: NACA 4412 en el extremo de las palas; NACA 4414 en el centro de las palas; NACA 4421 cerca del cubo.

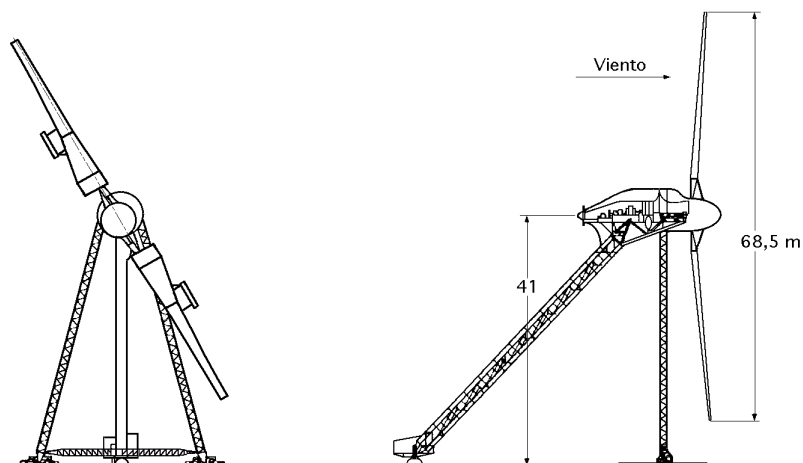


Fig VI.25.- Primer aerogenerador de 3,5 MW en las islas Orkney (No se construyó)

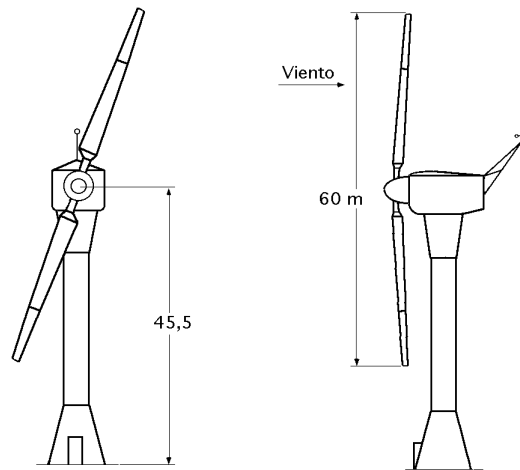


Fig VI.26.- Segundo aerogenerador de 3,7 MW en las islas Orkney

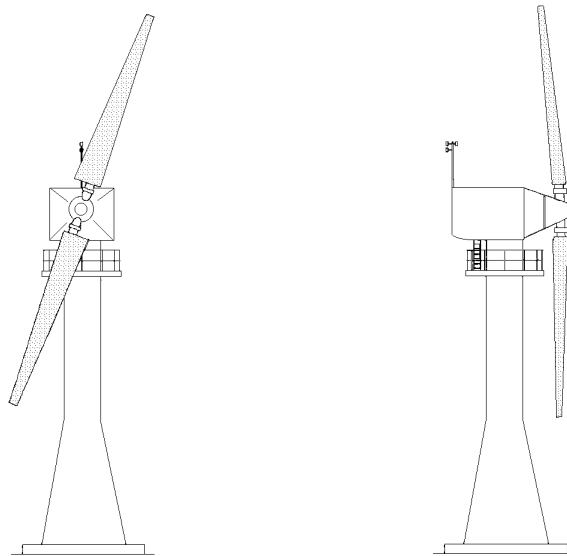


Fig VI.27.- Aeroturbina de 3 MW desarrollada por la North Scotland Hydroelectric

- Las palas estaban curvadas hacia las extremidades para compensar los momentos flectores por la acción de la fuerza centrífuga.
- Un freno aerodinámico formado por alerones colocados sobre el borde de salida en la extremidad de las palas: éste sistema estaba reforzado por otro freno, mecánico, que inmovilizaba la hélice si era necesario.
- Potencia nominal: 3,7 MW.
- Velocidad nominal del viento: 22 m/seg.- Velocidad del viento máxima tolerable para el funcionamiento de la máquina: 27 m/seg.
- Velocidad de rotación constante: 34 rev/min.

Cuando se alcanzaba esta velocidad entraba en funcionamiento el freno aerodinámico, el generador se desconectaba de la red y el servomotor de orientación colocaba el eje de la máquina perpendicularmente al viento. Utilizaba un generador asíncrono trifásico de 8 polos girando a 750 rev/min con una frecuencia de la red de 50 Hz y una tensión entre fases de 3,3 kV. Cuando la intensidad del viento era débil, del orden de 7 m/seg, el arranque se aceleraba merced a la acción del par proporcionado por el generador que funcionaba en estas circunstancias como motor asíncrono. Cuando la intensidad del viento era suficiente, la máquina podía arrancar sola.

La unión del eje de la aeroturbina con el del generador se hacía mediante un multiplicador de

engranajes helicoidales coaxial de relación de multiplicación 35/1. La altura de la torre alcanzaba los 45 m, y consistía en un cilindro de acero de 3,5 m de diámetro y 2,5 cm de espesor.

La máquina, que aprovechaba vientos de velocidad comprendida entre 7 y 27 m/seg, fue instalada en la costa Noroeste de Escocia en las islas Orkney.

Gran Bretaña también trabajó sobre un amplio plan de desarrollo eólico desde mediados de la década de los setenta. Dentro de este programa, las autoridades energéticas encargaron a la North Scotland Hydroelectric Board la construcción de dos turbinas, una de 250 kW y otra de 3 MW, Fig VI.27, que entraron en funcionamiento en 1982 y 1984.

Se eligió para su emplazamiento las islas Orkney (Escocia), debido a sus ventajosas características para el aprovechamiento eólico: vientos fuertes y constantes, limitado consumo de energía, sistemas de generación de electricidad a base de motores Diesel, centros de consumo dispersos, etc.

VI.9.- ITALIA

Las aportaciones de Italia en el campo de las grandes máquinas eólicas se concretan en el aerogenerador GAMMA-60 que entró en funcionamiento en 1992; tiene un rotor de dos palas, de 60 m de diámetro, y adopta como soluciones de diseño la velocidad variable, el paso fijo, y el control de potencia por desalineación del rotor. Se encuentra actualmente en desarrollo otra turbina, el modelo M-55, con una sola pala y 800 kW de potencia.

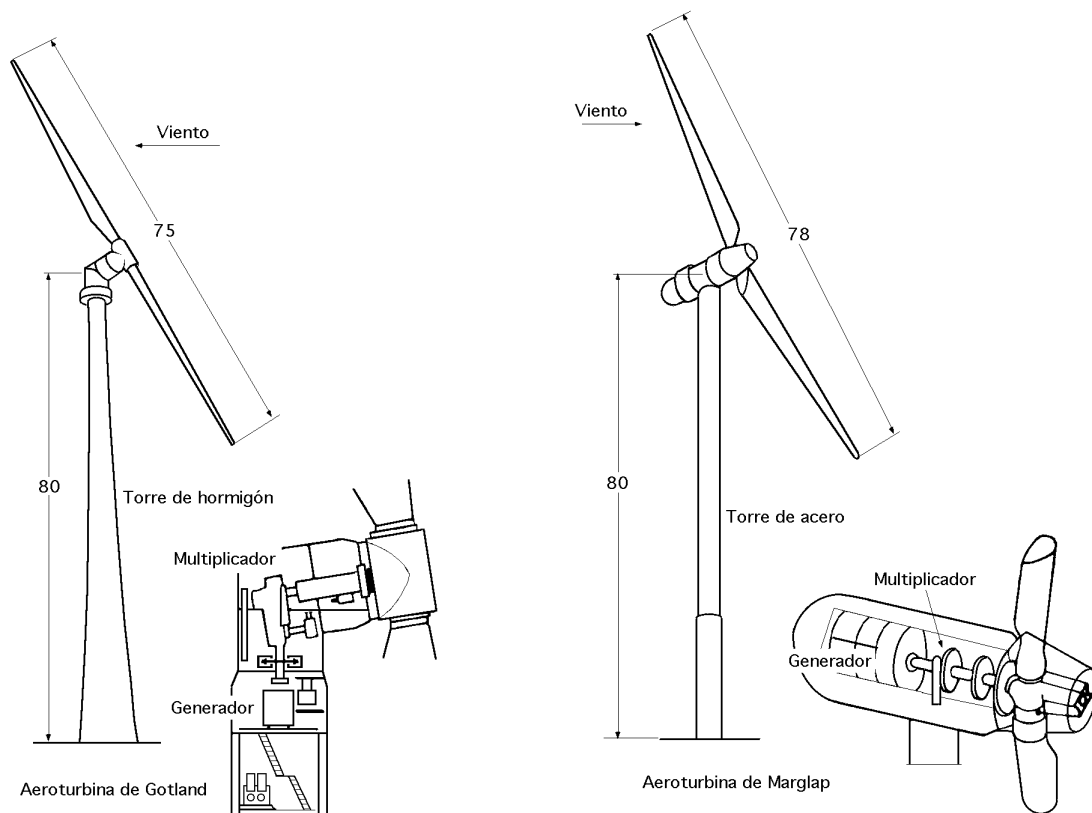


Fig VI.28.- Aeroturbinas suecas

VI.10.- SUECIA

En 1975 Suecia elaboró un plan de desarrollo eólico de diez años de duración, con el objetivo

de poner en marcha dos aerogeneradores de gran potencia.

El primero, de 2 MW y 75 m de diámetro, diseñado por la compañía sueca Karlstads Mekaniska Werkstad y la alemana ERRO, fue instalado en Nasudden, en la costa oeste de la Isla de Gotland, dentro del Báltico en 1983 y estuvo funcionando hasta 1991.

El segundo, de 3 MW y 78 m de diámetro, fue una colaboración entre la Karlskronaväret y la americana Hamilton Standard, y se instaló en 1983 en las inmediaciones de Marglap, cerca de Trelleborg, al sur de Suecia.

A finales de 1991 esta planta había funcionado durante 21.000 horas produciendo 30.000 MWh, siendo la turbina eólica que más energía había generado hasta ese momento.

Los dos rotores bipalas están contruidos en acero y plástico armado de fibra de vidrio.

Tabla VI.6.- Características técnicas de los aerogeneradores suecos de Marglap y Gotland

Aerogenerador	de Marglap	de Gotland
Rotor	bipala con paso variable	bipala con paso variable
Posición	en aval de la torre	delante de la torre
Diámetro, m	78	75
Potencia, MW	3	2,5
Velocidad de rotación r.p.m.	25	25
Velocidad nominal, m/seg	13	13
Velocidad mínima, m/seg	3	6
Velocidad máxima, m/seg	21	21
Generador	alternador	G. asíncrono
Cubo	articulado	rígido
Torre	acero	hormigón
Altura, m	80	80
Constructor	Karlskronaväret	Karlstads Mekaniska Werkstad

Estas instalaciones fueron experimentales; el objetivo de las experiencias fue el definir el mejor modelo para la continuación del programa energético.

VI.11.- ESPAÑA

En España, en el año 1979, el entonces Centro de Estudios de la Energía promovió una serie de estudios encaminados a la construcción de una planta experimental de 100 kW. El proyecto se inició con un preestudio de los recursos eólicos, que se realizó en el Instituto de Técnica Aeroespacial con datos del Instituto Nacional de Meteorología y de la extinguida Comisión de Energías Especiales, que en los años sesenta realizó cierto número de mediciones eólicas encaminadas a la localización de posibles emplazamientos de plantas aerogeneradoras.

El Plan de Energías Renovables analizó los recursos eólicos propios, racionalizando los existentes e identificando las zonas de elevado potencial eólico. Para ello se completó el mapa eólico nacional determinando las zonas de alto potencial eólico. A finales de la década de los setenta y principios de los ochenta varias pequeñas empresas iniciaron el diseño e instalación de aerogeneradores. Como consecuencia de estos trabajos previos, se decidió construir una planta experimental en Punta de Tarifa (Cádiz) que constituyó la primera experiencia española en el campo de los modernos aerogeneradores. La instalación entró en funcionamiento en 1982, completando su programa de ensayos hasta el año 1990 en que fue desmantelada.

En 1985 se inició un programa conjunto hispano-alemán para el diseño y fabricación de aerogeneradores en el rango de 1 MW. El AWEC-60 de 1,2 MW y 60 m de diámetro, entró en funciona-

miento en Cabo Villano (La Coruña) en 1989. Este aerogenerador introducía ciertas innovaciones en las máquinas de gran potencia, tales como un sistema eléctrico que permitía el funcionamiento de la turbina con una variación en la velocidad de giro del 10%, y la puesta a punto de un nuevo proceso de fabricación de palas, Fig VI.29.

El Programa Energético UNESA-INI, PEUI, se creó en 1982, e inició su actividad con un prototipo de aeroturbina tripala de baja potencia, de las siguientes características:

Material de construcción de las palas: fibra de vidrio

Diámetro del rotor: 10 m.

Velocidades nominales de rotación: 55 y 75 r.p.m.

Potencia nominal: 5,5 kW y 22 kW

Palas en posición fija: limitación de la potencia por entrada en pérdida de las palas.

Orientación de la góndola: mediante dos rotores auxiliares en la cola de la góndola.

Situación del rotor: barlovento

Freno hidráulico

Torre reticular de 12 m de altura.

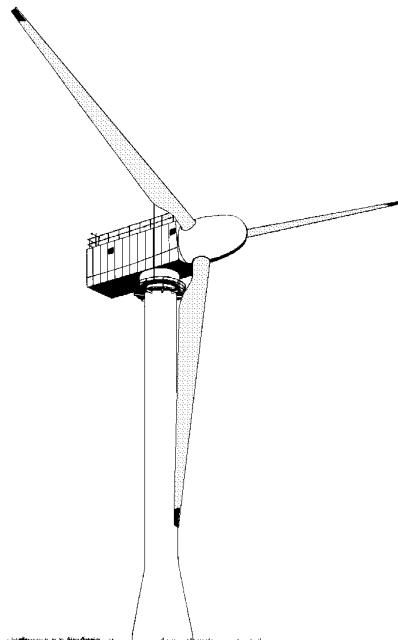


Fig VI.29.- Aerogenerador AWEC de 1 MW
(Cabo Villano)

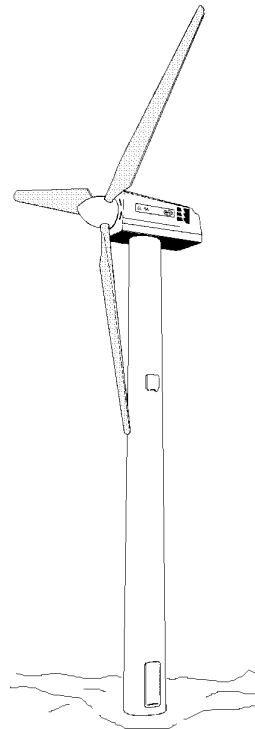


Fig VI.30.- Aerogenerador de 350 kW (Endesa-Made)

En base a este prototipo, en el año 1984 fueron construidos cinco aerogeneradores de 24 kW que se instalaron en el parque eólico del Ampurdán, Gerona, que generaban 50.000 kW anuales por unidad; actualmente este parque histórico está fuera de servicio. La experiencia adquirida en el funcionamiento de los aerogeneradores de 24 kW en este parque condujo al desarrollo de un nuevo prototipo cuyas diferencias e innovaciones más notables fueron:

Potencia nominal: 30 kW a 12 m/seg de velocidad del viento.

Orientación de la góndola: Mediante veleta y motorreductor.

Torre tubular de 12 m de altura.

Simplificación de los mecanismos instalados en la góndola.

Parque eólico de La Muela (Zaragoza).- Este parque eólico instaló en 1987, 12 aerogeneradores de 30 kW de potencia, conectados a la red general mediante una estación transformadora. Posteriormente se instalaron en este parque eólico otros prototipos de 75 kW y 110 kW, donde

operan junto a los 12 aerogeneradores de 30 kW, siendo sus características:

Diámetro del rotor: 15,5 m el de 75 kW de potencia, y 18 m el de 110 kW.

Potencia nominal: 75 y 110 kW a 14 m/seg de velocidad del viento.

Palas en posición fija: limitación de la potencia generada por entrada en pérdida de las palas

Orientación de la góndola: Mediante veleta y motorreductor.

Torre tubular: Altura 18 m, 75 kW ; 21 m , 110 kW

El viento predominante, el conocido cierzo del valle del Ebro, es de dirección NO y su velocidad media anual de 6,8 m/seg con una producción media de 800 MW anuales.

Parque eólico de Granadilla (Tenerife).- Este parque eólico, conectado a la red eléctrica de las islas Canarias, está ubicado en el Polígono Industrial de Granadilla; fue realizado en el año 1986 e inicialmente constaba de cuatro aerogeneradores de 30 kW. En 1991 se desarrolla el proyecto de un prototipo de 300 kW, de eje horizontal, rotor tripala situado a barlovento y paso fijo, diseñado para conexión directa a la red eléctrica general, que se instala en 1992.

Las características principales de este aerogenerador MADE AE26 son:

Potencia nominal: 300 kW

Velocidad de viento nominal: 15 m/seg.- Velocidad de viento de arranque: 5 m/seg.- Velocidad de viento de desconexión: 24 m/seg

Número de palas: 3.- Diámetro del rotor: 26 m

Velocidad de rotación: 43 rpm

Orientación: barlovento

Generador eléctrico: asíncrono

Sistema de control de potencia: pérdida aerodinámica

Tipo de torre: troncocónica de acero.- Altura de torre: 27,3 m

Pesos: Pala, 840 kg; Rotor (incluido buje), 4.500 kg; Góndola (equipada), 9.500 kg; Torre, 13.700 kg; Anclajes a cimentación, 2.000 kg

El parque es uno de los puntos de mayor potencial eólico de la geografía española, en donde los vientos dominantes del NE tienen una velocidad media de 7 m/seg.

Parque eólico de Estaca de Bares (La Coruña).- Este parque, situado en el municipio de Mañón junto al faro del cabo de Estaca de Bares, cuenta con 12 aerogeneradores de 30 kW, dispuestos paralelamente a la costa y perpendicularmente a las dos direcciones del viento predominante NO y SE, con una velocidad media anual de 7,8 m/seg y una producción media anual de 10⁶ kW. La potencia unitaria de las máquinas se ha incrementado a 37,5 kW, implantándose un control a distancia desde la propia central.

El parque incluye asimismo una estación anemométrica de registro automático, que recoge la velocidad y dirección del viento. Actualmente está previsto su desmontaje.

Parque eólico del Cabo Creus (Gerona).- Este parque consta de 4 aerogeneradores de 110 kW y 2 de 75 kW, con una potencia instalada total de 590 kW; entró en funcionamiento en el primer semestre de 1989.

Parque eólico de Monte Ahumada (Cádiz).- Mediante diversos estudios meteorológicos que se realizaron en Andalucía, se llegó a la conclusión que la zona más apropiada desde el punto de vista eólico era la provincia de Cádiz, especialmente en el área del estrecho de Gibraltar. Los vientos dominantes son de Levante y Poniente, con unas velocidades medias de 12,1 y 6,7 m/seg, respectivamente. En 1985 se inicia el proyecto del parque eólico de Monte Ahumada, situado en el término municipal de Tarifa, con 7 aerogeneradores a 470 metros de altura sobre el flanco Norte del estrecho de Gibraltar.

Sobre la base del diseño y experimentación de estos aparatos, en 1988 se desarrolla un aerogenerador de potencia media de 150 kW con tecnología y fabricación española, que fue exhibido en la exposición España, 200 años de tecnología, instalada en el Parque del Retiro de Madrid en noviembre de 1988 con motivo del bicentenario de la muerte del Rey Carlos III, y otro de 300 kW.

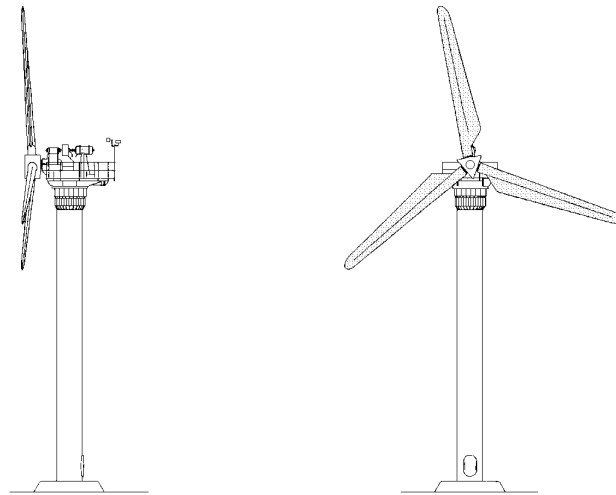


Fig VI.31.- Aeroturbina de 100 kW (Tarifa)

La potencia total del conjunto se aproxima a los 2 MW; con la experiencia obtenida en estos años se han acometido otros dos proyectos en esta zona de Tarifa, como son la Planta Eólica del Sur y la sociedad Energía Eólica del Estrecho.

La Planta Eólica del Sur PESUR ubicada en Tarifa, tiene una potencia total de 20,5 MW y está formada por 34 aerogeneradores de 180 kW y 154 de 100 kW, instalados en siete alineaciones. Las obras se iniciaron en junio de 1991 y la puesta en marcha tuvo lugar el 12 de enero de 1993.

La Planta Eólica del Estrecho, ubicada en la Sierra de Enmedio, Tarifa, tiene una potencia de 10 MW. Estos dos parques se unieron en una empresa con 30,5 MW de potencia y un coste superior a los 3.000 millones de pesetas.

Las perspectivas de la energía eólica en el sur de España no pueden ser mejores; se calcula que la potencia eólica total disponible en esta zona, podría permitir instalar equipos eólicos que podrían alcanzar los 250 MW funcionando del orden de 2.000 a 2.500 horas anuales.

Parque Eólico Cabo Villano.- Está situado en el Municipio de Camariñas (A Coruña), en línea de costa, próximo al faro que da nombre al parque. Consta de 20 aerogeneradores AE20 de 180 kW, que totaliza 3,6 MW de potencia.

Aerogenerador AE20.- Este aerogenerador de eje horizontal, tiene un rotor tripala situado a barlovento y paso fijo, diseñado especialmente para conexión directa a la red eléctrica general. Sus características principales son:

Potencia nominal: 180 kW

Velocidad de viento nominal: 14 m/seg

Velocidad de viento de arranque: 4 m/seg

Velocidad de viento de desconexión: 28 m/seg

Número de palas: 3

Diámetro del rotor: 23 m

Velocidad de rotación: 46 rpm

Sentido de rotación: sentido horario

Orientación: barlovento

Generador eléctrico: asíncrono

Sistema de control de potencia: pérdida aerodinámica

Tipo de torre: troncocónica de acero

Altura de torre: 29 m (al eje del rotor)

Pesos: Pala: 840 kg; Rotor (incluido buje): 4.500 kg; Góndola (equipada): 9.500 kg; Torre: 13.700 kg; Anclajes a cimentación: 2.000 kg

Este parque fue puesto en marcha a principios de 1992 y está conectado con la red de Eléctrica de Xallas, filial de Unión Fenosa.

Existe también un aerogenerador de 1,2 MW, con el que en la actualidad se están dotando la mayoría de los parques de nueva generación.

Condiciones de venta de la energía a la red

La Ley 54/97 del Sector Eléctrico y la Normativa que la desarrolla, establecen la obligación de la red eléctrica de comprar toda la energía generada en los parques eólicos a un precio, establecido anualmente, que en 1999 fue de 11,02 pta/kW y en 2000 de 10,42 pta/kW. Esta bajada del 5,5% sumada a una inflación del 2,5% ha supuesto una bajada del 8,0%. En el futuro es de preveer seguirá esta tendencia a bajar.

De igual modo que en el resto de las energías renovables, y con objeto de facilitar el desarrollo eólico, estos precios están primados sobre los costos medios de generación del sector eléctrico, que se pueden estimar entre 5 y 6 pta/kW. La justificación de estas primas es conseguir el objetivo de la Unión Europea de reducir las emisiones de CO₂ y limitar los efectos sobre el cambio climático. Como la energía eólica tiene el inconveniente de que es una energía eventual, ya que se produce cuando hay viento, no sirve para cerrar centrales térmicas, sino para que éstas funcionen menos horas. En un planteamiento estrictamente económico los kW eólicos, al no tener garantía, deberían tener un precio marginal; sin embargo están primados porque ha prevalecido el criterio ambiental.

Esta situación de primar las energías renovables es probable que se mantenga, y aunque el sistema de primas puede cambiar, se acabará por aproximar los costos reales de las diferentes fuentes de energía.

La obligación de la red de admitir todos los kW que se generan en los parques eólicos se posible se mantenga, siempre que la potencia total generada entre las centrales nucleares, hidráulicas, térmicas, cogeneración, y las renovables sea inferior a la demanda en horas valle. Cuando esta demanda se supere, habrá algún tipo de limitación, pudiendo ocurrir que en esas horas se limite la entrada en la red de la energía eólica, por lo que habrá que estudiar soluciones que den garantía a una energía eventual.

Las máquinas que se han instalado en España son de 660, 750, 800, 1.000, 1250 y 1.500 kW. En algunos países se empiezan a instalar modelos de 1,7 a 2 MW y están en desarrollo máquinas de 3 y 5 MW.

La disponibilidad de las máquinas, es decir, las horas de funcionamiento supera el 99%, por lo que apenas tienen averías. El aumento continuado de la potencia y la fabricación en grandes series de los equipos hacen que esté bajando el precio unitario. Actualmente el costo total de los parques eólicos está en 140.000 ptas/kW y se prevé que baje a unas 120.000 ptas/kW e incluso a menos. La bajada del costo y la fiabilidad de las máquinas ha abarato los costos de generación. A ello se ha unido, en los últimos años, la bajada de los tipos de interés, que, en instalaciones de

gran inversión y reducidos gastos de mantenimiento, son su principal carga.

Tabla VI.7.- Costo del kW generado según costo de inversión y horas de funcionamiento

Horas de funcionamiento	Precio del kW generado según costo de inversión		
	140000	120000	100000
3500	5,93	5,29	4,68
3000	6,63	5,93	5,19
2500	7,7	6,81	5,93
2000	9,25	8,14	7,03
1500	11,83	10,35	8,88

En la Tabla VI.7 se indica el costo del kW generado en diversas hipótesis de costo de inversión y de horas de funcionamiento, que dan una idea de la producción total anual funcionando las máquinas a plena potencia, y suponen, por tanto, un índice de la producción. El cálculo se ha realizado con un tipo de interés del 5,5%, una financiación con el 20% de capital propio, 15 años de vida útil de las máquinas y amortización, e incluyendo 1,50 ptas/kW como gasto de mantenimiento. A las cantidades indicadas en el cuadro habría que añadir los gastos de promoción, licencias, impuestos y canon de ocupación de terrenos.

Los costos de generación calculados resultan extraordinariamente bajos; en los casos de altas velocidades de viento, resultan inferiores a los valores medios de generación del sector eléctrico.

Se observa que los costos, en parques de más 2.000 horas de funcionamiento, son inferiores al precio actual de compra por la red; esta situación es la causa del desarrollo tan rápido del sector.

Tabla VI.8.- Potencia instalada en España en los últimos años

1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
7,3	45,7	51,7	75,4	115,3	211	455,1	833,7	1400	2150

En la Tabla VI.8 se indica la potencia instalada en los últimos años en España. Si se mantiene el ritmo de crecimiento del sector en tres o cuatro años se podrían alcanzar los 9.000 MW previstos en el Plan de Fomento de las Energías Renovables, que, además, sería el límite de potencia en el que empiece a haber problemas para la incorporación de la energía a la red.

El precio actual de venta de energía a la red está motivando que se construyan parques con no muchas horas de funcionamiento y nada bien estudiados, y eso va a implicar que cuando llegue la saturación del sector ya no se puedan hacer otros de mayor rentabilidad, es decir que una prima elevada está provocando un desarrollo inadecuado, lo que ha provocado que en este sector aparezcan especuladores, sin intención de construir, sino de vender derechos, se abonen cánones excesivos a propietarios de terrenos, se hayan construido parques sin datos suficientes de viento (con algunos ejemplos muy significativos), se hagan parques con un porcentaje muy bajo de capital propio, confiando en que se mantengan los bajos tipos de interés, etc.

La limitación de entrada a la red, unida a la continuada bajada de precios, dará lugar a que algunos proyectos muy ajustados y con un porcentaje muy bajo de capital propio resulten menos rentables de lo que sus promotores hubieran estimado.

Este rápido desarrollo ha motivado la construcción de más fábricas de equipos que las que serían razonables, y que habrá que cerrar cuando se sature el mercado nacional, salvo que se vaya preparando la venta de aerogeneradores en el extranjero.

ACTUALIZACION AL AÑO 2000

Un informe elaborado por la Asociación Americana de Energía Eólica (AWEA), señala a España como el segundo país en el ranking mundial de nuevas instalaciones eólicas en el año 2000, con 775 MW detrás de Alemania. Según este informe, en el citado año se instalaron en todo el mundo unos 3.500 MW, potencia suficiente para abastecer de electricidad a 3,5 millones de personas. Aunque la expansión de la energía eólica se ha ralentizado respecto a 1999, cuando se instalaron 3.900 MW en todo el mundo, la AWEA afirma que el futuro de esta energía renovable es bueno, ya que se espera que en el presente año se añadan 5.000 MW de potencia a los más de 17.000 que existen en la actualidad.

Este descenso, según la AWEA, se ha debido a la espectacular caída del mercado en USA, donde sólo se instalaron 53 MW en comparación con los 732 MW de 1999. En el lado contrario de la balanza se encuentra Europa, donde la energía eólica ha crecido tanto que la Asociación Europea de la Energía Eólica (EWEA) ha incrementado su objetivo para el 2010 de 40.000 MW instalados a 60.000 MW.

Durante el año 2000, los países europeos añadieron 3.200 MW a su capacidad eólica. Más de la mitad de esta cantidad, 1.668 MW se instalaron en Alemania, que era el líder mundial en generación eólica con 6.113 MW. El segundo país era USA con 2.554 MW, seguido de cerca por España que ya había alcanzado la cifra global de 2.235 MW. Les seguían Dinamarca 2.300 MW, India 1.167 MW, Holanda 446 MW, Italia 427 MW, Gran Bretaña 406 MW, China 265 MW y Suecia 231 MW.

Tabla VI.9.- Energía eólica instalada en Europa hasta 2002, (20.447 MW)

País	Instalado al final del año 2000 MW	Instalado al final del año 2001 MW	Instalado al final del año 2002 MW
Alemania	6113	8754	10650
España	2235	3337	4079
Dinamarca	2300	2417	2515
Italia	427	697	755
Holanda	446	493	563
Reino Unido	406	474	530
Suecia	231	290	304
Grecia	189	272	276
Portugal	100	125	171
Francia	66	78	131
Irlanda	118	125	125
Austria	77	94	100
Finlandia	10	39	39
Bélgica	13	31	31
Luxemburgo	10	15	15
Noruega	13	17	97
Polonia	5	22	29
Turquía	19	19	19
República Checa	12	12	12
Suiza	3	7	5
Rumanía	1	1	1
	12822	17319	20447

Países en vías de desarrollo.- El informe señala que Asia y América Latina continúan teniendo unos mercados de energía eólica muy débiles debido, principalmente, a que los gobiernos de estos países no tienen voluntad de promover los proyectos de energías renovables y prefieren acudir a las agencias de crédito que proporcionan financiación para proyectos basados en combustibles fósiles. Por ejemplo, en el caso de Honduras, el Banco Mundial aportará 75 millones de dólares para la construcción de un parque eólico de 60 MW en el cerro de Huía, al sur de la capital hondureña con un potencial de 450 MW. Si se consiguiera instalar la infraestructura, el viento aportaría el 70% de lo que Honduras requiere diariamente.

Energía eólica instalada en Europa hasta finales de 2002

Inversiones en el Reino Unido.- El Reino Unido es uno de los países de Europa con mayor potencial en sus costas para triplicar sus necesidades energéticas. El Departamento de Comercio e

Industria de este país está considerando inversiones de más de un billón y medio de pesetas para parques eólicos de plataformas marinas, al tiempo que agilizar el proceso para fomentar la instalación de esta fuente renovable de energía. El potencial de este tipo de energía ha llevado a la aparición de una nueva compañía, Offshore Wind Power, fruto de la unión entre la líder británica en este tipo de energías renovable, Renewable Energy Systems (RES), y la nuclear British Energy, cuyo objetivo es la creación de la segunda central eólica del país, con 30 turbinas que generarían 90 MW de potencia.

Proyectos en España.- En nuestro país, diversas empresas han propuesto la construcción de diversos parques eólicos destacando el marino de 200 MW en Cabo Trafalgar, Cádiz. En una primera fase, que servirá de experiencia piloto, se planea instalar 20 MW con 10 aerogeneradores, y en una segunda fase se instalarían los 180 MW restantes con aeroturbinas de 2 MW. Otro proyecto de 150 MW dividido en 4 parques eólicos a instalar en la provincia de Albacete, está incluido en el Plan Estratégico eólico de más de 600 MW aprobado en abril de 2000.