

Cuadernos CDTI

Centro para el Desarrollo  
Tecnológico Industrial.  
Ministerio  
de Industria y Energía.

**Pequeñas centrales  
hidráulicas**



Cuadernos CDTI

**Noviembre, 1982**

Centro para el Desarrollo  
Tecnológico Industrial.  
Ministerio  
de Industria y Energía.

**Pequeñas centrales  
hidráulicas**

Depósito legal: M. 34.215-1982  
ISBN: 84-500-8022-3  
Diseño Gráfico: TRAMA 3  
Fotomecánica y Fotocomposición:  
CASTELLANA, S. A.  
Solana de Luche, 11  
MADRID-11  
Imprime: PRAL, S. A.  
Belmonte de Tajo, 12  
MADRID-19

**CDTI Noviembre 1982**

## PRESENTACION

Las construcciones hidráulicas e hidroeléctricas corresponden a una tecnología que en España tiene una larga tradición.

Desde hace muchos años este recurso propio, el agua, se utiliza intensivamente en nuestro país y para ello se han erigido obras importantes, tanto para usarlo como recurso hídrico en regadíos o abastecimientos urbanos, como para la generación de energía.

Por eso, resulta sorprendente que el CDTI, con sus objetivos de innovación tecnológica, que edita una serie de Cuadernos sobre robótica industrial, telemática, ingeniería genética, etc. dedique ahora su atención a esta tecnología que aparentemente podría pensarse que se encuentra en situación ya consolidada. Y, sin embargo, el empeño es de plena actualidad. Hay que felicitar al CDTI por la oportunidad de este nuevo Cuaderno sobre la utilización de pequeñas centrales hidráulicas en España; primero, porque efectivamente pretende construir este tipo de plantas; y, segundo, porque necesitan una utilización de tecnologías sofisticadas y de punta, que entran de lleno en los objetivos del CDTI.

Aunque el papel de la generación hidroeléctrica ha disminuido desde el principio de los años setenta en valor porcentual dentro de la producción total eléctrica en nuestro país, eso no quiere decir, ni que haya disminuido su crecimiento en valores absolutos, es decir, en nuevas instalaciones que se han agregado continuamente, ni que su interés energético en las necesidades nacionales a cubrir sea menor.

Es cierto que buena parte de las instalaciones más interesantes económica y energéticamente han sido ya objeto de instalación, y que la utilización del potencial aún sin aprovechar suele venir acompañado de costes relativamente altos.

Pero el encarecimiento correlativo de las otras fuentes de energía ha elevado el nivel económico de competitividad, al admitir fuentes más caras de energía.

En esta línea se debe desarrollar el aprovechamiento de las pequeñas centrales hidráulicas en España. En conjunto, se supone que por medio de estas pequeñas instalaciones se generará una energía que sustituya el consumo de unos dos millones de toneladas de petróleo anuales.

El interés de estas pequeñas centrales no es únicamente español. En todo el mundo desarrollan proyectos de esta clase, aun en los países avanzados que ya tienen sus aprovechamientos hidráulicos mayores en explotación.

La forma en que esta publicación del CDTI se aproxima al tema es a mi juicio acertada. Porque señala los dos aspectos de mayor interés que deben considerarse en la utilización de estos pequeños aprovechamientos: la necesidad de una estandarización en los grupos generadores y una automatización al máximo. La normalización o estandarización de grupos tiene unas exigencias de investigación y capacidad de ensayo que parece que próximamente estarán cubiertas en nuestro país, y permitirá, además de un abaratamiento en la implantación de equipos, una capacidad competitiva en el exterior donde la demanda de instalación de estos grupos generadores es creciente. La automatización en estas pequeñas centrales es una necesidad evidente, por encontrarse en lugares aislados o distantes de otras plantas, con lo que la existencia de un equipo humano en la central no puede justificarse por la pequeña potencia instalada, pues se encarecería notablemente el coste final de la energía.

Los avances en España hacia esas condiciones de competitividad de las pequeñas centrales son muy espe-

ranzadoras. Se va a disponer previsiblemente pronto del centro de experimentación necesario para el diseño de pequeños rodets y su normalización o escalonamiento, y hay constancia real de varias instalaciones totalmente automatizadas que muestran ya que esta tecnología es perfectamente desarrollable por nuestra industria.

Por otra parte, en los planes de las sociedades eléctricas se prevé esta clase de instalaciones y la Administración apoya esta elección. Estas nuevas instalaciones se refieren tanto a nueva planta como a la reposición y mejora de instalaciones antiguas, cuya mejora energética resulte interesante.

De esta forma se garantiza realmente una demanda que posibilita el desarrollo de estas técnicas nacionales de normalización de los grupos generadores y de automatización de su funcionamiento, al mismo tiempo que este empeño puede hacerse dentro de los criterios más sanos de competitividad energética y económica. En resumen, la respuesta industrial a la demanda de estas instalaciones podrá y deberá hacerse en condiciones de auténtica competitividad, única forma de que sea verdaderamente viable.

JOSE MARIA FLUXA CEVA

Director de la Asociación de Investigación Industrial Eléctrica (ASINEL)



# INDICE

<b>Perspectivas de desarrollo de pequeñas centrales hidroeléctricas</b>	7	<b>Equipo de mando, control y protecciones</b> .....	53
<b>Recomendaciones para el caso español</b>	10	<b>Equipo eléctrico de potencia</b> .....	58
<b>Actuaciones españolas en el campo de las minicentrales</b>	12	<b>Equipos auxiliares</b> .....	59
<b>DOCUMENTO BASE</b>		<b>Costes</b> .....	61
<b>Energía hidráulica</b>	15	<b>Situación internacional</b> . . .	71
<b>Centrales hidroeléctricas</b>	20	<b>ANEXOS</b>	
Aprovechamientos por derivación .....	21	<b>I. Potencial hidroeléctrico global aprovechable con centrales de pequeña potencia</b> .....	75
Aprovechamientos por retención .....	21	<b>II. Normalización de turbinas hélice, Kaplan y Francis</b> .....	77
Potenciales bruto y equipable	22	<b>III. Características de generadores asíncronos normalizados</b> .....	91
Perspectivas de la energía hidroeléctrica en el mundo . . . . .	23	<b>IV. Prototipo de obra civil para minicentrales hidroeléctricas</b> .....	93
La energía hidroeléctrica en España .....	24	<b>V. Microcentrales hidroeléctricas</b> .....	101
Energía producible con el equipo disponible .....	24	<b>VI. Efectos de las mini y microcentrales hidroeléctricas sobre el medio ambiente</b> .....	119
Potencial hidroeléctrico aprovechable con instalaciones de potencia superior a 5 MW . . . . .	25	<b>VII. El marco jurídico</b> . . . . .	121
Potencial hidroeléctrico aprovechable con centrales de pequeña potencia .....	25	<b>VIII. Otros datos de interés</b>	125
<b>Equipos electromecánicos de las minicentrales</b> .....	28		
Consideraciones sobre la selección de los equipos .....	28		
Metodología de selección y estimación de costes .....	29		
<b>Turbinas</b> .....	30		
Calificación .....	30		
Características de los distintos tipos de turbinas .....	32		
A. Turbinas de reacción .....	32		
A.1. Turbina Francis .....	32		
A.2. Turbinas tipo hélice y Kaplan .....	35		
B. Turbinas de impulsión . . . . .	43		
B.1. Turbinas Pelton .....	43		
B.2. Turbinas de flujo cruzado .	45		
Curvas de rendimiento de las turbinas .....	47		
Generadores eléctricos .....	51		
Generadores síncronos .....	52		
Generadores asíncronos o de inducción .....	52		

## PERSPECTIVAS DE DESARROLLO DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS

La energía hidráulica, utilizada desde hace más de 5.000 años, ha contribuido a satisfacer una parte apreciable de las necesidades energéticas de los países industrializados durante la primera mitad del siglo XX, por medio de su transformación en energía eléctrica en las centrales hidroeléctricas.

A partir de la década de los cincuenta, la participación de la energía hidroeléctrica en el mercado energético ha disminuido constantemente y en forma muy rápida debido a varios factores concurrentes:

- 1.º Los emplazamientos más favorables habían sido equipados, y los nuevos emplazamientos no presentaban especial atractivo frente a otras alternativas energéticas.
- 2.º El bajo coste de los combustibles fósiles favoreció la instalación de grandes centrales térmicas, y el reducido coste del kW-h producido en estas centrales obligó al cierre de numerosos aprovechamientos hidroeléctricos de pequeña potencia, cuyos costes de explotación pesaban duramente sobre sus propietarios.
- 3.º Las optimistas previsiones sobre la tecnología nuclear y su aceptación social llevaron a la conclusión de que el futuro energético

de la humanidad se había despejado para siempre.

Durante la pasada década se ha producido un dramático cambio en el panorama energético: el rápido aumento del precio de los combustibles fósiles y el desmesurado incremento de los costes de construcción de las centrales térmicas y nucleares, debido en parte a las cada vez más estrictas exigencias de protección del medio ambiente y de seguridad en las centrales nucleares, han llevado no solamente a la búsqueda angustiosa de nuevas fuentes energéticas, sino a la reconsideración de alternativas que habían sido hasta entonces despreciadas o descalificadas.

Dentro de este nuevo contexto energético, el desarrollo del potencial hidroeléctrico no utilizado, especialmente las ampliaciones y el nuevo equipamiento de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos existentes, constituye una alternativa que puede prestar una contribución en un porcentaje no despreciable a las crecientes necesidades energéticas.

Los recursos hidroeléctricos disponibles en el mundo en pequeños aprovechamientos son muy importantes. Recientes estudios efectuados en diversos países, han dado las cifras que aparecen posteriormente en la Tabla I.

Tabla I

	Número de Minicentrales (0,050 - 15 MW)	Potencia instalada (MW)	Energía (GW-h)	%
U.S.A.	7500	13500	45000	20
SUECIA (Estudio preliminar)	(100 - 1500 kW) 1350	550	2100	
ESPAÑA (Estudio preliminar)	(250 - 5000 kW) 6000 (Longitud tipo de conducción 1 Km) 3600 (Longitud tipo de conducción 2,5 Km)	2000	10000	



Es de señalar que los recursos aprovechables en microcentrales no han sido evaluados, pero ciertamente representan un potencial energético no desdeñable. Si bien es cierto que en los países industrializados, con sus densas redes de transporte y distribución de energía eléctrica, las microcentrales no parecen tener grandes posibilidades de desarrollo, el tema se presenta bajo un aspecto totalmente diferente en los países en vías de desarrollo, en los que las redes de distribución de energía eléctrica no llegan a cubrir las grandes zonas rurales en las que gran número de viviendas dependen para su aprovisionamiento en energía eléctrica de los grupos generadores diesel.

Como dato de interés se puede indicar que en el año 1979 existían en China 88.000 pequeñas centrales hidroeléctricas, con una potencia instalada de 5.400 MW (potencia media, 61 kW).

Se observa en la Tabla I que no existe un criterio uniforme para establecer las gamas de potencia correspondientes a las mini y microcentrales. Parece haberse llegado finalmente a un acuerdo en los organismos europeos correspondientes, en los siguientes valores:

*Pequeñas centrales:* Entre 10 y 2 MW de potencia total.

*Minicentrales:* Entre 2 y 0,5 MW.

*Microcentrales:* Menores de 0,5 MW.

## COSTES

Aunque no es fácil establecer unos costes específicos con una validez general, debido al gran número de variables que intervienen (condiciones geológicas del emplazamiento, altura de salto, tipo de turbina, etc.), se puede, sin embargo, tomar los valores orientativos de la Tabla II para una central con turbinas Kaplan y una altura de salto de 10-12 metros (para alturas de salto mucho más re-

ducidas, aumentar 20%; con turbinas Francis, disminuir 20%).

Tabla II

Potencia (kVA)	Coste (PTA/kVA)
250	160.000
500	130.000
750	107.000
1000	95.000
1500	80.000
2000	72.000
2500	64.000
Año de referencia 1980	

En cuanto a la participación porcentual de los distintos componentes, la Tabla III indica los principales elementos del coste.

Tabla III

Componente	%
Obra civil	40
Edificio	5
Compuertas	4
Turbina y alternador	30
Equipo auxiliar y regulación	5
Medida y control	3
Montaje electromecánico	4
Ingeniería	8
Gastos de oferta y varios	1

Tales cifras, si bien deben tomarse con las debidas reservas, muestran claramente el interés de equipar perfectamente, al menos en una primera etapa, los aprovechamientos en los que la obra civil está ya construida (recuperación de centrales fuera de servicio, renovación y aumento de potencia en instalaciones en funcionamiento).

La gran dependencia que el coste del equipo electromecánico tiene respecto a la altura de salto, se pone de manifiesto en la Figura 1.



## TECNOLOGIA

Es evidente que la reducida potencia de las centrales hidráulicas consideradas incide negativamente en los costes específicos de instalación (PTA/kW), y, por otra parte, dichas centrales no pueden soportar la carga económica que representa un equipo humano de operación y mantenimiento adscrito a ellas en permanencia. Ello conduce, de un lado, a la búsqueda de un elevado nivel de normalización de los equipos principales, habiéndose llegado en las turbinas a un grado que sólo se aplicaba en el campo de las máquinas hidráulicas a las bombas convencionales, y por otro lado, a una automatización lo más completa posible del funcionamiento global de la central. En este sentido una de las actuaciones prioritarias en el campo de las minicentrales consiste en la modernización de instalaciones en funcionamiento con vistas a su automatización, contemplando la reposición de la maquinaria si el estudio económico correspondiente así lo aconsejara.

El grado de automatización no puede, evidentemente, ser uniforme ya que depende de circunstancias externas, tales como grado de integración geográfica de las centrales, propiedad de las mismas (Compañías Eléctricas, productores individuales, autogeneración), estado de los equipos electromecánicos, etc. Todo ello aconseja la utilización de un sistema de tratamiento de la información de tipo universal, basado en los nuevos productos de la informática industrial; el sistema debe diseñarse no sólo con una elevada normalización de los materiales, sino que paralelamente debe desarrollarse un conjunto de programas específicos que responda a las necesidades comunes, independientemente del grado de automatización previsto (automatismo secuencial, escrutación, validación, selección y control de información, formación de mensajes, edición de listas, etc.). La determinación del equipo básico a cada instalación particular debe hacerse por día-

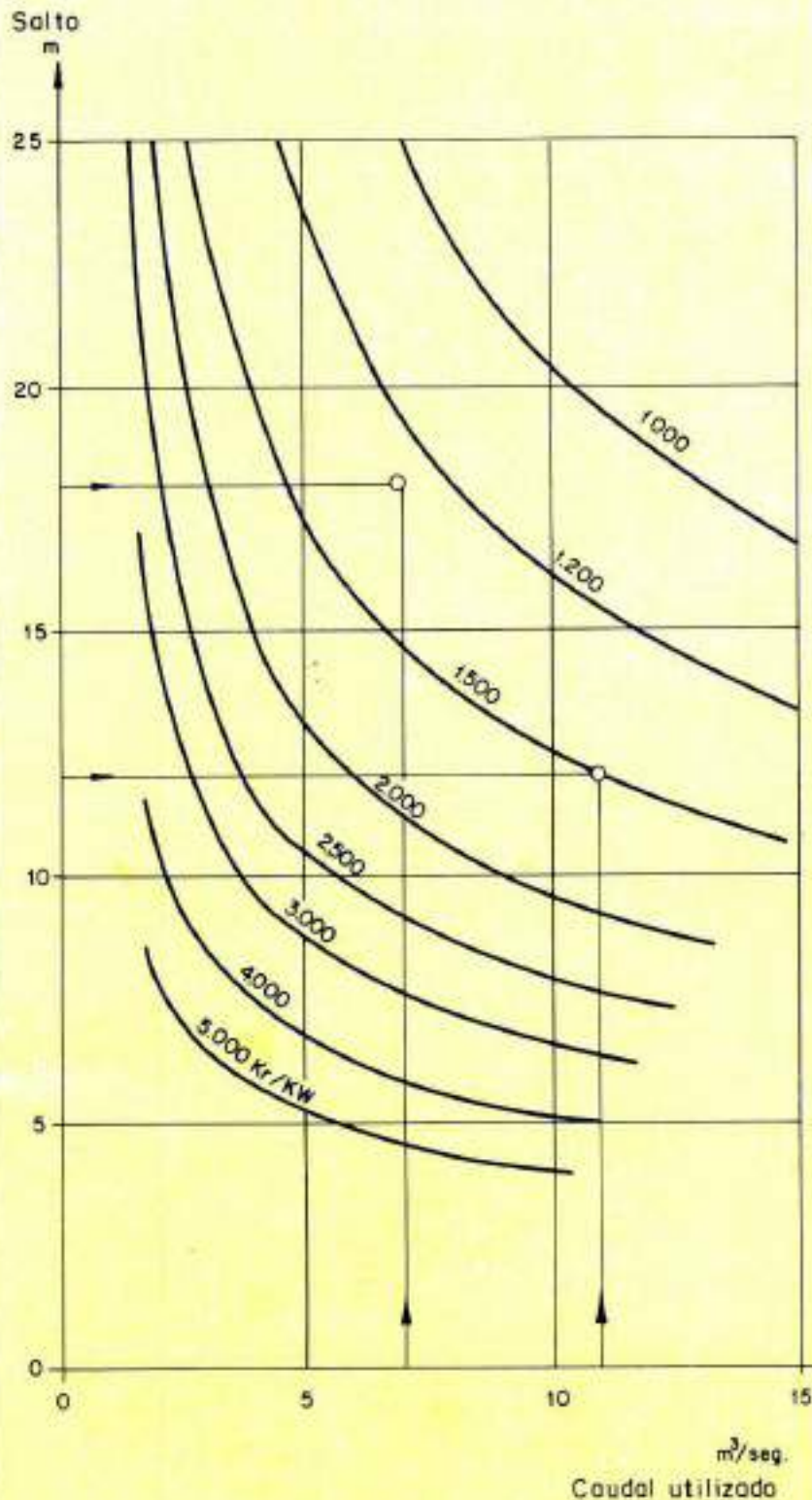
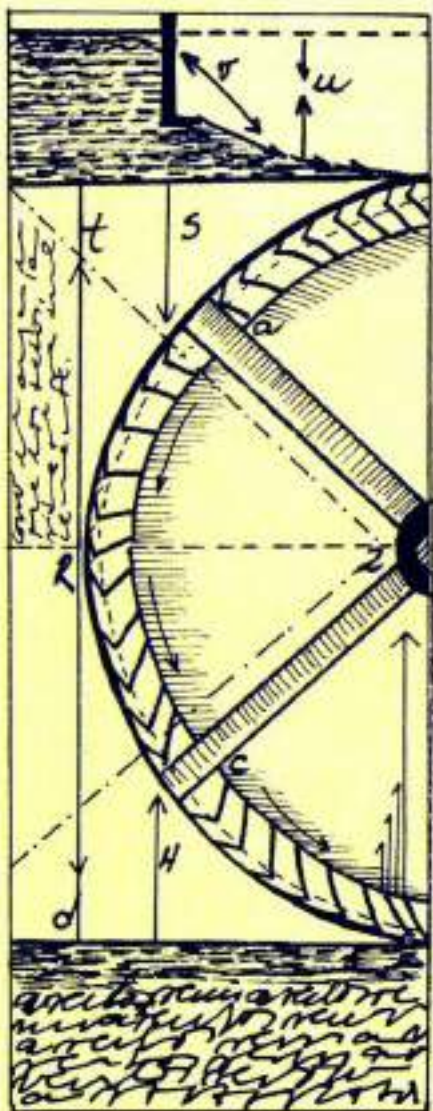


Figura 1



logo a partir del periférico correspondiente, mientras que ciertas funciones específicas muy particulares de una instalación concreta pueden ser añadidas sin modificar la estructura de base.

En lo que se refiere al generador eléctrico, los generadores asíncronos presentan ventajas indudables sobre los síncronos en los dos aspectos considerados anteriormente: por una parte, presenta unos costes de adquisición y mantenimiento más reducidos, y por otra, las maniobras de acoplamiento son mucho más simples, necesitando un equipo auxiliar de medida y control extremadamente sencillo y fiable.



El aprovechamiento de recursos hidroeléctricos con pequeñas centrales es un tema que ha despertado extraordinario interés en todos los países, como pone de manifiesto el gran número de estudios y publicaciones aparecidos en la bibliografía técnica y las conferencias y seminarios internacionales celebrados durante los dos últimos años. La razón primaria que justifica este renovado interés en una fuente energética ya clásica, es evidentemente el progresivo agotamiento y encarecimiento de los combustibles fósiles que ha hecho variar drásticamente los supuestos económicos precedentes.

España, con una elevada dependencia energética del exterior, no puede quedar al margen de este movimiento y debe buscar la reducción de la factura energética en el plazo más breve posible. Por otra parte, y considerando el tema desde su vertiente industrial, el desafío presentado a los constructores españoles por un importante mercado potencial de pequeñas turbinas, puede potenciar el desarrollo de una tecnología totalmente nacional que permita hacer frente, tanto al mercado interior, como a la exportación a países en vías de desarrollo, en los que se dan las condiciones adecuadas para la utilización masiva de pequeñas centrales hidroeléctricas, esto es, grandes recursos hidráulicos sin explotar y dificultad de extender las redes de energía eléctrica a sus extensas zonas rurales con núcleos de población difícilmente accesibles.

### PROGRAMA DE I + D EN PEQUEÑAS CENTRALES HIDRAULICAS

La mayor parte de las empresas españolas constructoras de turbinas hidráulicas son licenciatarias de empresas extranjeras que disponen, en sus países de origen, de grandes medios para la investigación y el desarrollo. Teniendo en cuenta que estas empresas operan con un ámbito mundial y que a esta escala los re-

ursos hidráulicos están muy lejos de estar agotados, sus laboratorios de investigación disponen de nuevas técnicas muy sofisticadas de automatización, centralización y procesamiento de datos.

Si bien esta situación es difícilmente reversible en el campo de las muy grandes turbinas hidráulicas, una decidida política de desarrollo tecnológico en el campo de las pequeñas máquinas podría lograr la creación de una tecnología totalmente nacional, que permitiese la exportación de estos equipos en un mercado mundial de gran volumen pero fuertemente competitivo.

Para disponer de esta tecnología propia, es necesario realizar una investigación de base en relación con el trazado de las ruedas, lo que lleva consigo la necesidad de contar con una instalación para ensayo de modelo de rodetes. Este laboratorio, de acuerdo con las últimas recomendaciones de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI), debería ser capaz de ensayar modelos con un diámetro mínimo de 300 mm, y disponer de un depósito general de 300 a 500 m<sup>3</sup>, conectado a otro depósito tarado de 300 a 50 m<sup>3</sup>, que pudiese realizar el contraste de un venturímetro o caudalímetro electromagnético. El coste elevado de estas instalaciones (150 millones de pesetas) hace que su financiación deba ser llevado a cabo por la Administración Pública, poniéndolas a disposición de las empresas interesadas mediante el establecimiento de los convenios adecuados.

Por lo que se refiere al resto de los equipos de las centrales (generador, sistema de control mando y protecciones, equipos auxiliares, etc.), la industria española está perfectamente preparada para suministrar los equipos necesarios con las prestaciones exigidas, aunque sería necesario el desarrollo de un sistema específico de control y protecciones de pequeñas centrales hidroeléctricas por microprocesador.



Como etapa final del programa de desarrollo, la Administración debería financiar la construcción de algunos prototipos que permitieran, por su parte, contrastar los diseños efectuados y aportar a los mismos las modificaciones oportunas, y por otra, fijar unos parámetros económicos que permitan, dentro de unos márgenes aceptables, efectuar los estudios económicos necesarios, tanto individual como globalmente.

El conocimiento del número de pequeñas centrales en sus diferentes categorías (recuperación, automatización y modernización, nuevas centrales), así como de sus características de definición (salto y caudal), es imprescindible para el establecimiento de una planificación realista de recursos y normalización de equipos. Debería estar disponible, pues, en el más breve plazo posible, el inventario de minicentrales existentes y de las de nueva instalación para asegurar que el grado de desarrollo de este potencial hidroeléctrico sea determinado sobre una base uniforme con respecto a las condiciones hidrotécnicas.

El coste específico de estas instalaciones, en la actualidad aún elevado con relación a las grandes centrales, sólo podrá ser reducido a través de una normalización extremada de los equipos que permitirá una mayor racionalización del diseño, construcción y operación de las mismas; por ello, es necesario que la Administración Pública ayude durante los próximos años al desarrollo de las pequeñas centrales, mediante acciones económicas y legislativas.

Estas acciones deberían traducirse en una serie de incentivos que se pueden resumir en los siguientes:

a) Incentivos pasivos

1. Simplificación y agilización de los trámites de otorgamiento de concesiones administrativas, teniendo en cuenta el débil impacto de estos aprovechamientos.

2. Calificación de aprovechamientos de utilidad pública, a efectos de expropiación y de imposición de servidumbres.
3. Coordinación reglamentada entre las diversas competencias administrativas que hayan de entender en la planificación, ejecución y explotación de este tipo de aprovechamientos hidroeléctricos.
4. Oferta de normas que, con carácter oficial faciliten la preparación y el análisis económico-administrativo de los proyectos que deben ser incluidos en el trámite de concesión.

b) Incentivos activos

1. Desgravaciones fiscales.
2. Concesión de créditos oficiales para las inversiones.
3. Subvenciones a fondo perdido como contrapartida a los beneficios para la comunidad no relacionados directamente con la aportación energética.
4. Establecimiento de tarifas generales de venta de energía procedentes de instalaciones hidroeléctricas, a precios en consonancia con los costes de energía de otras procedencias.

En este último aspecto, hay que resaltar que la posibilidad de venta de la energía producida a las compañías productoras y distribuidoras a precios remuneradores, permitiría un flujo de inversiones financieras privadas hacia este mercado en el que la rentabilidad estaría asegurada en instalaciones con condiciones naturales favorables.



## ACTUACIONES ESPAÑOLAS EN EL CAMPO DE LAS MINICENTRALES

En España se ha producido muy recientemente una serie coordinada de actuaciones de las que es previsible esperar, a un plazo relativamente corto, unos resultados esperanzadores en el objetivo de desarrollar intensamente el aprovechamiento energético de los pequeños cursos de agua. Esta actividad corresponde, tanto a diferentes órganos de la Administración relacionados con este tema, como por parte de la iniciativa privada en su doble vertiente de usuarios y de fabricantes de equipos de minicentrales hidráulicas.

Sin la pretensión de establecer una relación exhaustiva, se pueden destacar como acciones importantes:

a) Creación, por iniciativa del Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI), de tres grupos de trabajo para el estudio del aprovechamiento de los recursos hidráulicos en base a pequeñas centrales y con tecnología nacional, a los que se les ha asignado las siguientes misiones:

1. El Grupo de Definición de Equipos debe elaborar las especificaciones de los distintos tipos normalizados de equipos, reduciendo al mínimo posible su número y estableciendo una guía de estimación de costes dentro de un margen aceptable.

Formando parte de los objetivos de este grupo, el CDTI, con las colaboraciones necesarias, definirá las bases para conseguir un elevado grado de normalización de la obra civil.

2. El Grupo de Laboratorio debe definir las necesidades de un laboratorio de investigación para la industria, llevando a cabo la Administración la financiación correspondiente.

3. El Grupo de Automatismos debe analizar los distintos modos de explotación, el equipo eléctrico principal y auxiliar, así como los sistemas de control, mando y protecciones de las minicentrales.

b) Creación en marzo de 1980 de la "Comisión de Estudio de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas", integrada por representantes de la Dirección General de Obras Hidráulicas, del Centro de Estudios de la Energía y de Unidad Eléctrica, S. A. Esta comisión ha realizado el estudio titulado "Aprovechamiento del potencial hidroeléctrico con centrales de pequeña potencia", que contempla, en forma exhaustiva, los recursos hidráulicos aprovechables con centrales en la gama de 250 KW a 5.000 KW.

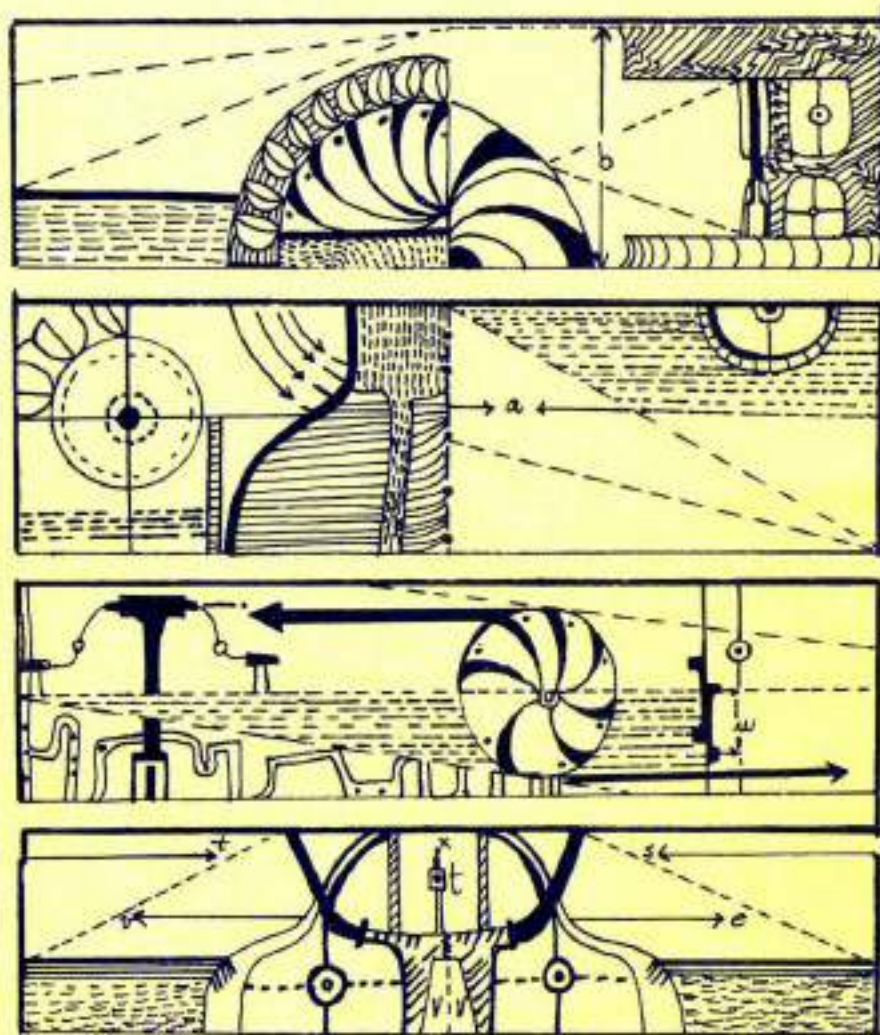
c) Como continuación de los estudios y trabajos de desarrollo de minicentrales realizados a lo largo de los últimos años, inversión durante el periodo 1981-82 de las so-

ciudades de UNESA de 3.100 millones de pesetas en 108 minicentrales, consistentes en la recuperación de 38 centrales con una potencia de 33,6 MW; automatización y modernización de 54 instalaciones y construcción de 16 nuevas centrales con una potencia instalada de 76,2 MW.

d) Por parte del Ministerio de Industria y Energía, avanzado estado de elaboración de un Real Decreto sobre autogeneración eléctrica que desarrolla la Ley 82/1980, de 30 de diciembre, sobre Conservación de Energía.

e) Financiación de prototipos de minigrupos hidroeléctricos (HITE, INDAR).

f) Financiación de un Laboratorio de Investigación.







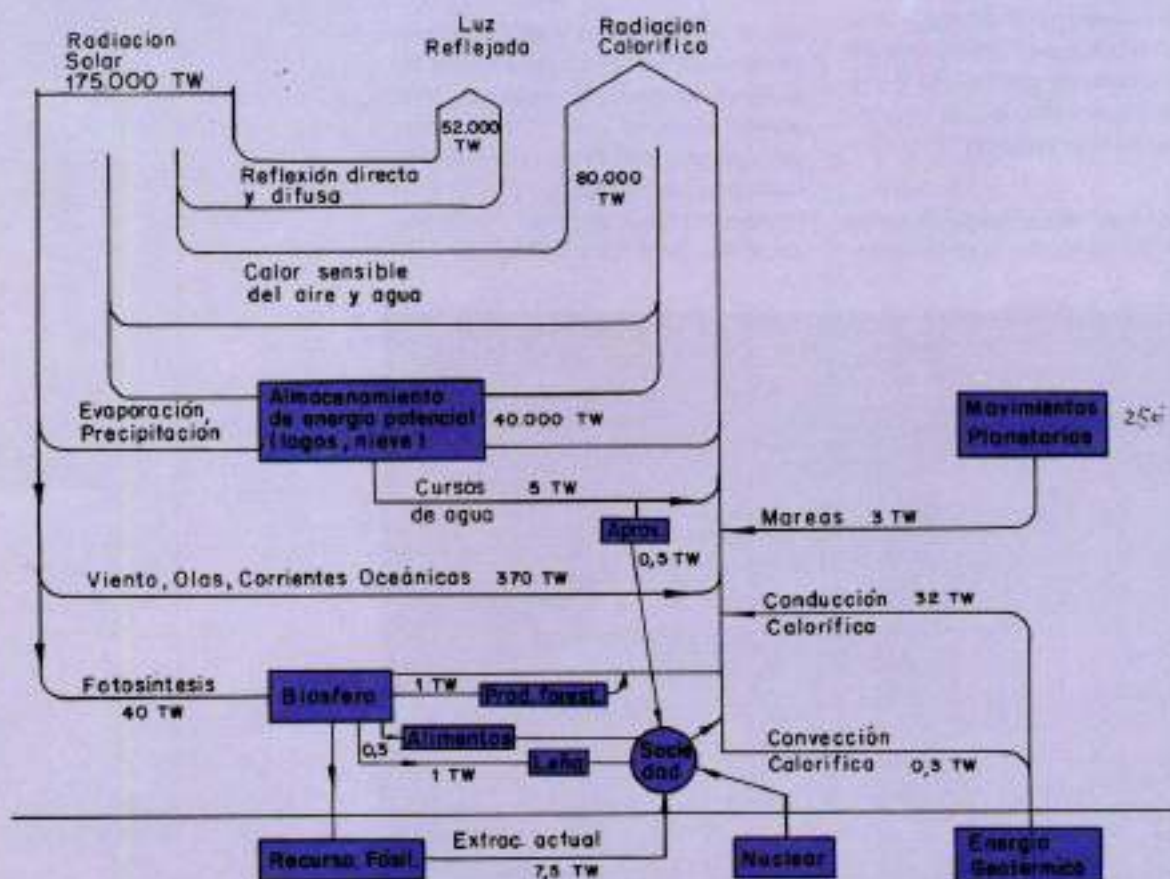
## ENERGIA HIDRAULICA

La energía hidráulica, energía contenida en las masas de agua (lagos, ríos), es energía solar transformada gracias a los procesos naturales de evaporación y lluvia (nieve) y que puede ser transformada en energía mecánica cuando esas masas líquidas pasan de una cota a otra inferior. En los cursos de agua en estado natural, la energía hidráulica se disipa en remolinos, erosión de las riberas y cauces, choques y arranque de material de las rocas sueltas del cauce y en el sonido de los arroyos y los ríos.

Para extraer esta energía y convertirla en otras formas más apropiadas para la actividad humana, es neces-

rio eliminar las pérdidas naturales por medio de la creación de un cauce artificial por el que el agua discurre con muy pequeñas pérdidas y finalmente convertir la energía potencial disponible en otra forma (generalmente mecánica) por medio de las máquinas hidráulicas adecuadas (rueda hidráulica, molino, turbina hidráulica, etc.).

La energía extraída del río es renovable y la renovación tendrá lugar de forma natural al menos mientras en el mundo llueva y nieve; este flujo de energía renovable alcanza a escala mundial valores extremadamente elevados (Fig. 2).



FLUJO DE LA RADIACIÓN SOLAR EN LA TIERRA

Figura 2



Durante milenios, el hombre ha utilizado esta fuente de energía para liberarse de pesados esfuerzos mecánicos (en Mesopotamia se han encontrado restos de obras hidráulicas gigantescas del año 3000 a. de C.) y hay referencias de ruedas elevadoras de cangilones empleadas para irrigación en Egipto en tiempo de los faraones (2.000 a. de C.).

En tiempos mucho más cercanos, en la Edad Media, la prosperidad económica de algunas ciudades edificadas junto a grandes ríos era debida en gran parte a los progresos realizados en la utilización de la fuerza hidráulica, especialmente los molinos (Figs. 3 y 4).

Se dice que el molino del puente sobre el Rin, en Constanza, tenía tres molinos de grano, una serrería, un taller de muelas de molinos y una forja accionados por una rueda hidráulica sostenida por treinta y dos pilotes y alimentada por un sistema de captación con regulación de caudal.

Las máquinas hidráulicas utilizadas en estas instalaciones eran las gran-

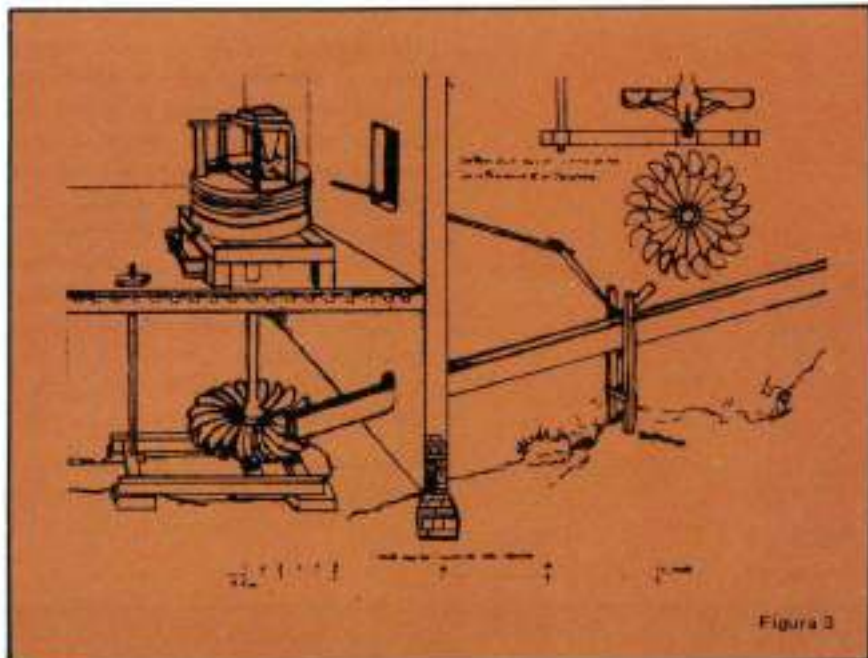


Figura 3

des y lentas ruedas hidráulicas, capaces de transformar la energía hidráulica en energía mecánica ofreciendo pares motores muy elevados, pero con rendimientos realmente reducidos. En las figuras 5, 6 y 7 se muestran algunos de los tipos fundamentales de ruedas hidráulicas.

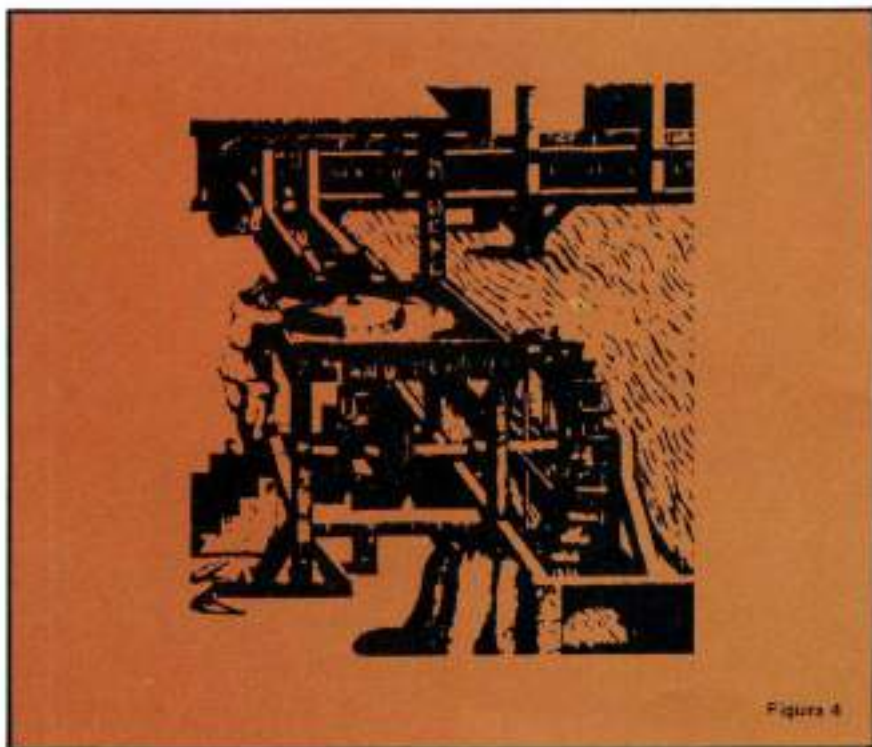


Figura 4

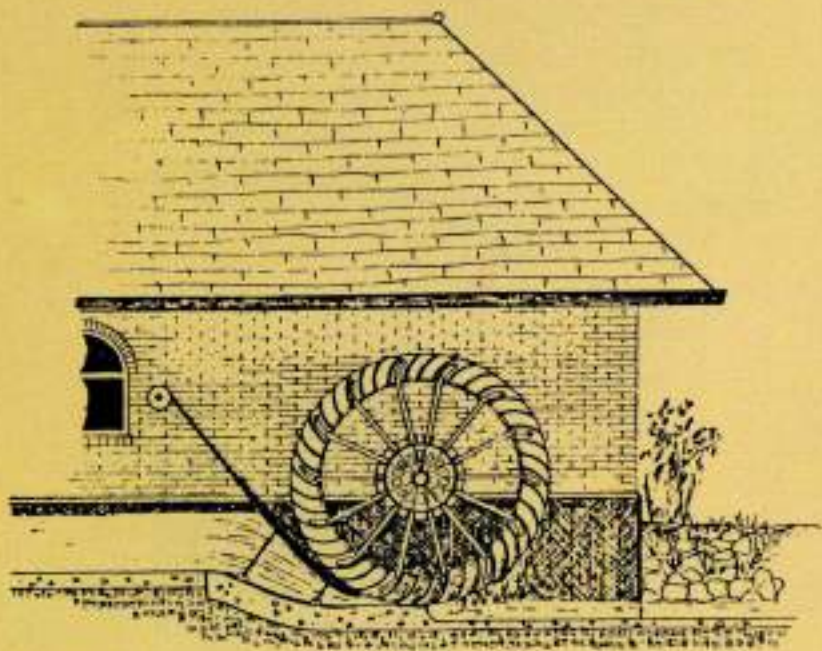


Figura 5

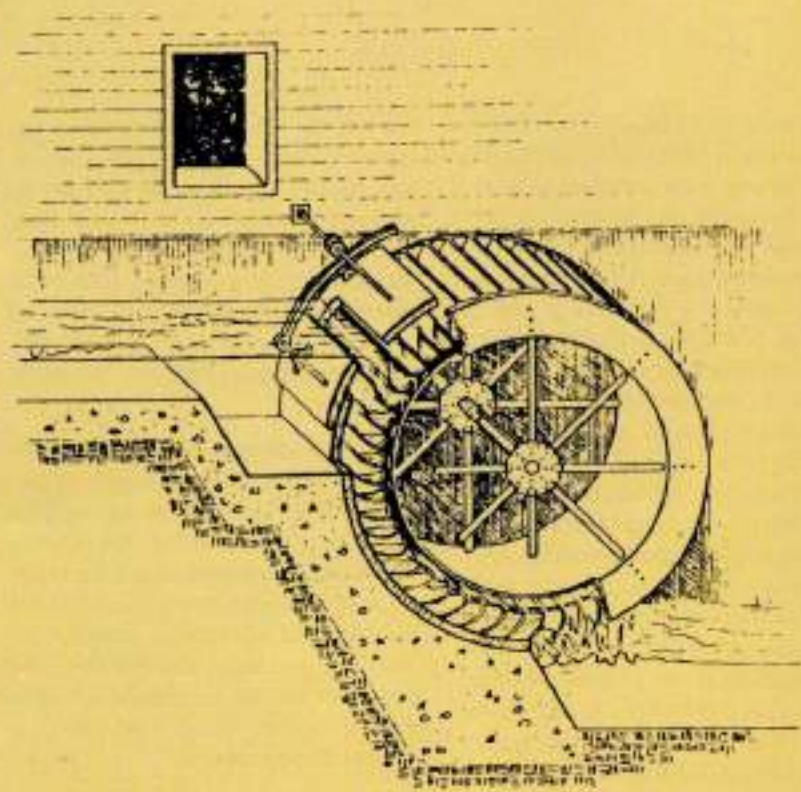


Figura 6



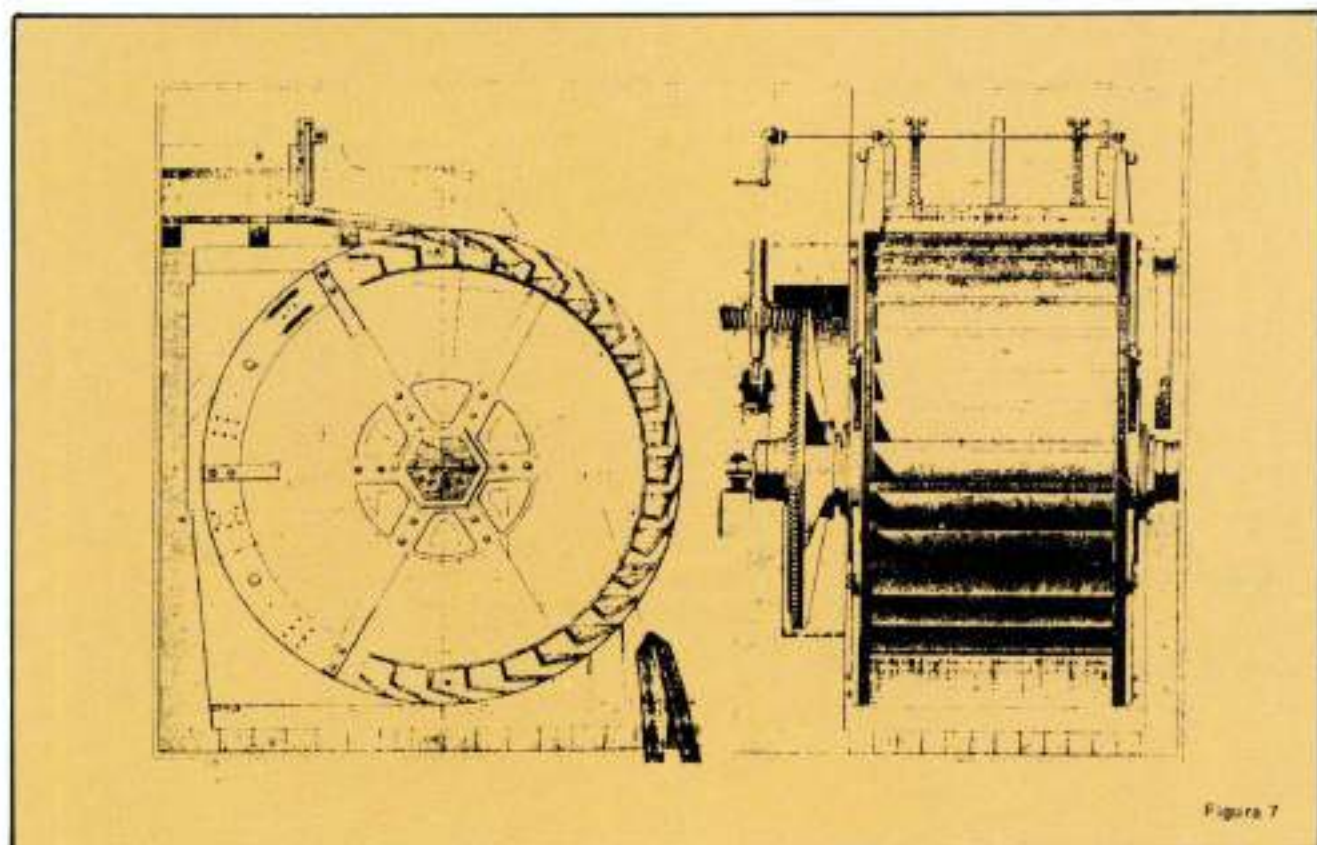


Figura 7

La conversión de la energía hidráulica en energía eléctrica, posibilitando así su transmisión a distancia, supuso un progreso definitivo en la utilización de esta fuente energética con rendimientos cada vez más elevados, gracias a la puesta a punto de turbinas hidráulicas perfeccionadas con perfiles adaptados a las características de aprovechamiento. Desde la instalación de la primera central hidroeléctrica del mundo en Appleton, Wisconsin (USA), en 1882, con una potencia muy modesta (sólo podía alimentar 250 lámparas de incandescencia), hasta hoy, en que grandes centrales disponen de una capacidad de generación de varios miles de megavatios (la central de Krasnoyarsk de 6.000 MW), la energía hidroeléctrica ha jugado un papel muy importante en el desarrollo económico y social de la humanidad. Poco tiempo después de la puesta en funcionamiento de la primera central,

los ríos de todo el mundo comenzaron a ver surgir a lo largo de sus cauces, presas y canales para captar su potencial energético y generar electricidad. Hoy, las centrales hidroeléctricas contribuyen con un 20% en la generación de la energía eléctrica mundial, alcanzando en algunos países porcentajes próximos al 100% (Noruega).

En la figura 8 se muestran las distintas líneas, actuales y futuras, utilizadas para la generación de energía eléctrica a partir de las dos fuentes primarias de energía, la solar y la nuclear (en trazo continuo, los procesos actualmente en funcionamiento industrial; en trazo discontinuo, los previstos con un horizonte temporal más o menos lejano y en distintas etapas de desarrollo).



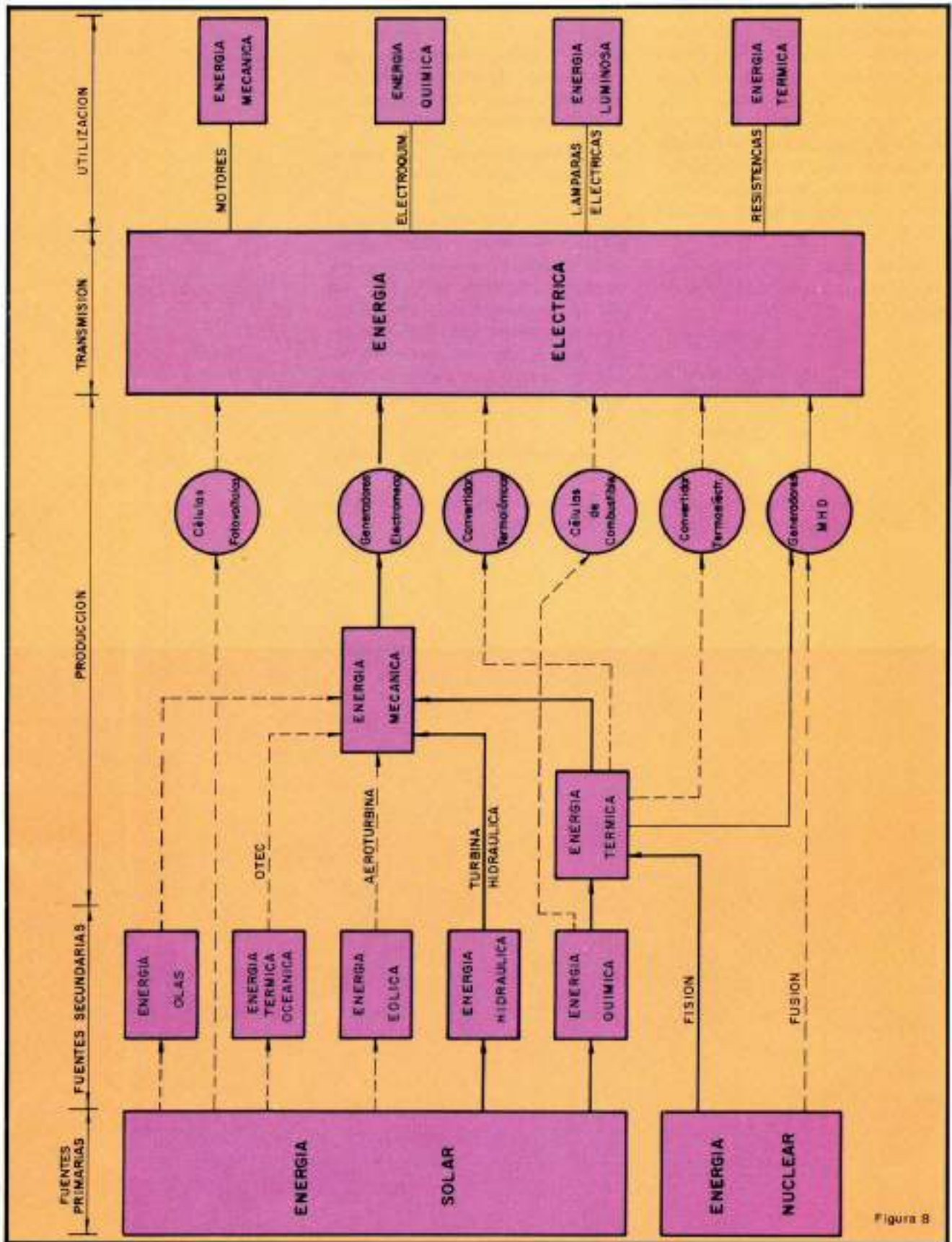


Figura 8

## CENTRALES HIDROELECTRICAS

Los aprovechamientos hidroeléctricos modifican el curso natural de los ríos, de forma que la energía potencial de la masa de agua situada a una cota determinada no se disipe en su cauce natural sino que se convierta en energía mecánica en las turbinas hidráulicas, energía que se transforma en eléctrica gracias a los alternadores acoplados a dichas turbinas (Fig. 9).

Entre los puntos T y R el río disipa una energía que está dada por la expresión:

$$E = H_T - H_R + \frac{P_T - P_R}{\delta} + \frac{V_T^2 - V_R^2}{2g}$$

$$\cong H_T - H_R = H \text{ Kgm/Kg de agua}$$

Si se establece un cauce ficticio ideal que permita llevar el agua del río

desde el punto de toma T hasta el punto N situado en la vertical del punto R, esta energía puede ser transformada en mecánica por medio de un motor hidráulico que se instale en el punto de restitución R.

Los aprovechamientos hidroeléctricos reales se aproximan más o menos a este esquema ideal, permitiendo obtener resultados equivalentes con el menor coste posible. A pesar de la enorme diversidad de los esquemas hidráulicos empleados en los aprovechamientos hidroeléctricos realizados en todo el mundo, todos ellos pueden ser reducidos a sólo dos tipos básicos, siendo cada caso una variante o combinación de ellos:

- Aprovechamientos por derivación de las aguas.
- Aprovechamientos por retención de las aguas.

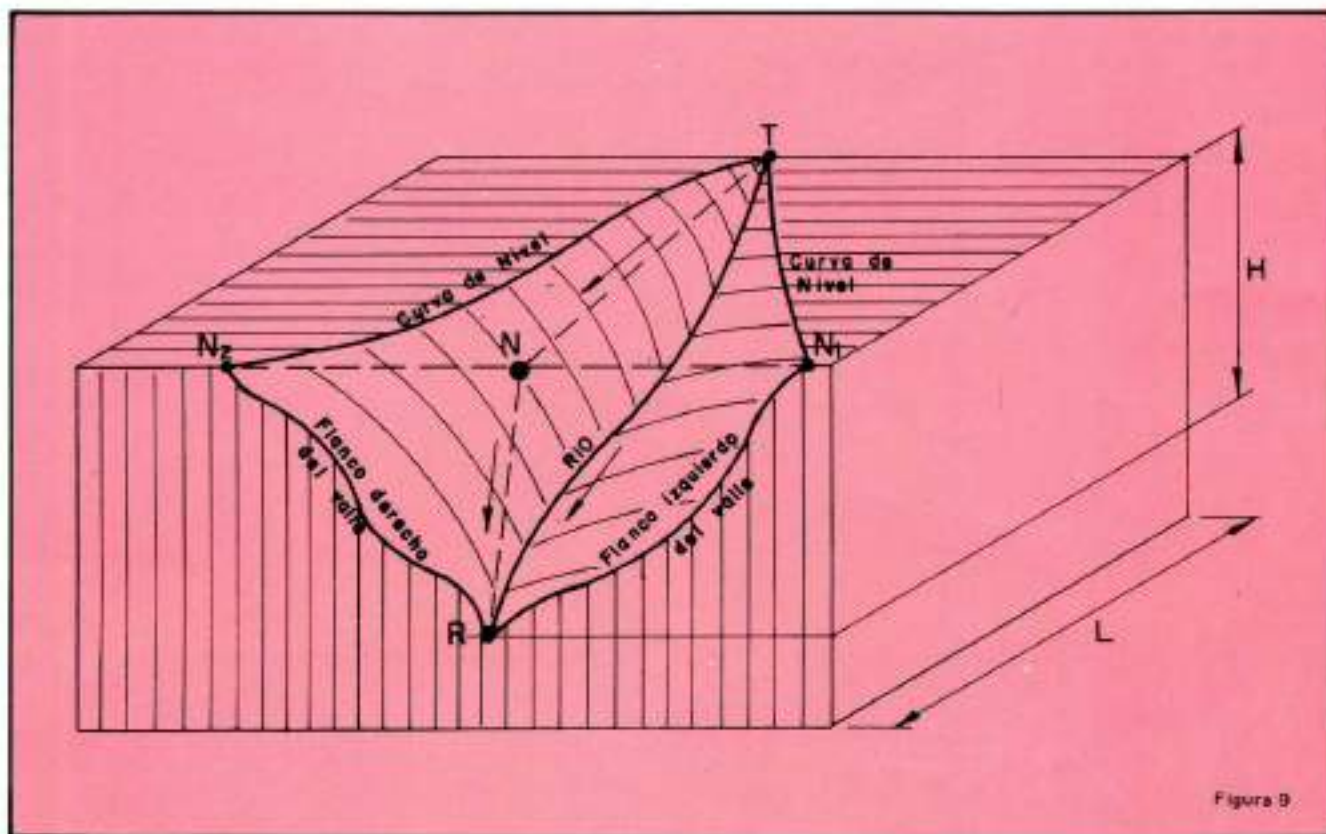


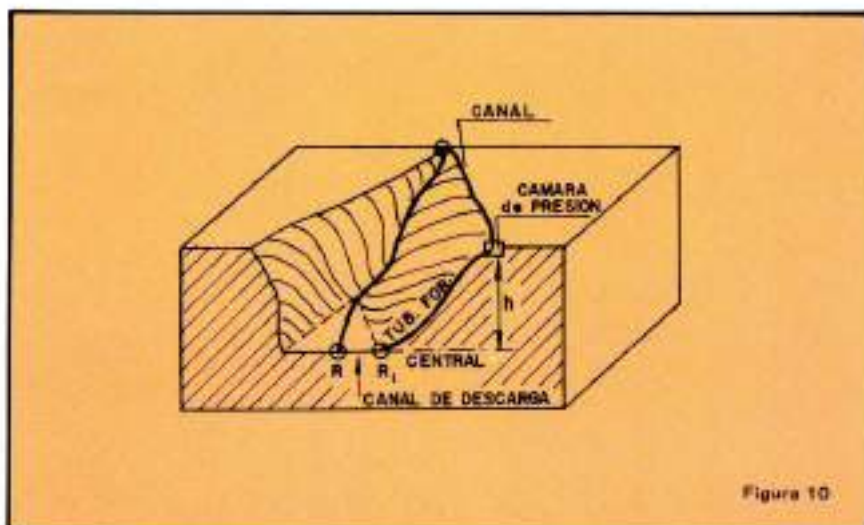
Figura 9



## APROVECHAMIENTOS POR DERIVACION

En este tipo de aprovechamientos, se derivan las aguas del río en el punto de toma T (Fig. 9) y se conducen por medio de un canal (túnel) que sigue una de las curvas de nivel TN, o TN<sub>2</sub> (la que dé origen al mínimo coste total) hasta el punto N<sub>1</sub> (N<sub>2</sub>), conservando la energía potencial que el agua tenía en el punto T (despreciando en este análisis la pérdida de carga en el canal, cuyo valor es del orden de 1 m por km). En el punto N<sub>1</sub> (N<sub>2</sub>) se establece una cámara de presión que sirve de arranque a la tubería forzada; esta conducción lleva el agua desde el punto N<sub>1</sub> (N<sub>2</sub>) hasta los motores hidráulicos situados en el punto B y que están alojados en la caja de máquinas de la central. La restitución de las aguas al río necesita un canal de descarga entre R<sub>1</sub> y R<sub>2</sub>, si en la cota de restitución el valle presenta una zona plana (Fig. 10).

En la figura 11 se muestra el conjunto de un aprovechamiento hidroeléctrico de derivación, con los principa-

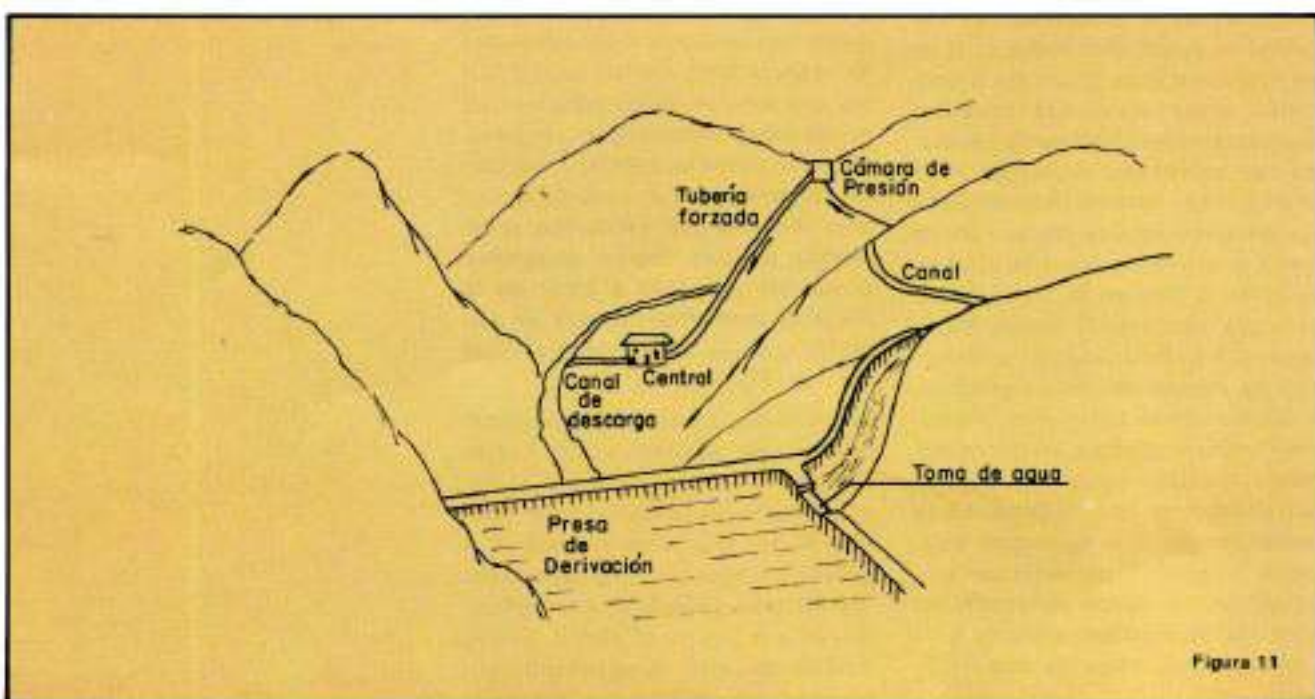


les elementos del circuito hidráulico considerados en los análisis precedentes.

## APROVECHAMIENTOS POR RETENCION

Tomando como referencia, de nuevo, la figura 9, se presenta otra posi-

bilidad de conducir las aguas captadas en T hasta el punto N. Consiste en establecer en el punto R una presa de altura H y que cierre el valle hasta los puntos N<sub>1</sub> y N<sub>2</sub>. El nivel del plano de agua detrás de la presa corresponde sensiblemente a la cota del punto T (hay que realizar una ligera pendiente entre T y N que hace posible el fluir del agua) (Fig. 12).



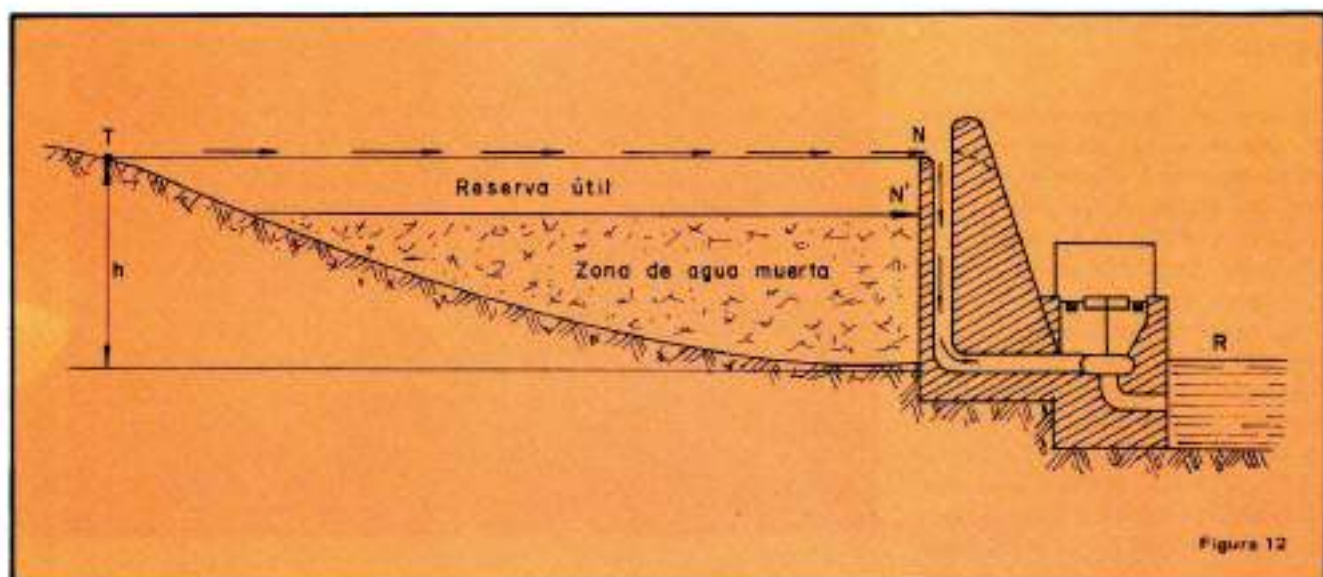


Figura 12

Con este tipo de aprovechamientos la ejecución real se aproxima en gran medida al esquema ideal mostrado en la figura 9; no obstante, la realización práctica está sometida a una serie de limitaciones tecnológicas y socio-económicas (altura de la presa, terrenos anegados, volumen de obra civil, etc.). Para cada caso particular, sólo después de un estudio muy detallado se puede determinar cuál de las dos soluciones, retención o derivación, presenta ventajas técnicas y financieras y será finalmente adoptada. Las turbinas se implantan en la misma presa denominándose estos aprovechamientos centrales a *pie de presa*. Si la toma de agua se establece no en  $N$  sino en  $N'$ , se crea una zona que constituye la reserva útil de agua que permite realizar una función de almacenamiento y producir, en los momentos oportunos, una potencia muy superior a la correspondiente al caudal natural del río. Según el volumen de la reserva útil, se puede realizar una regulación estacional e incluso hiperanual con embalses que se llenan solamente en años de pluviosidad extrema y la conserva para otros de sequía intensa.

#### POTENCIALES BRUTO Y EQUIPABLE

El potencial bruto de un río corresponde a la energía potencial total, en un momento dado, de la masa de agua total del mismo. Es, pues, un valor que varía en el tiempo debido a la variabilidad del caudal del río. La descripción completa del potencial de un río requeriría el conocimiento del reparto temporal del caudal (datos que son conocidos para los ríos principales), siendo expresado generalmente como la energía media total disponible en el período de un año. (El potencial hidráulico anual teórico de una región geográfica puede ser calculado a partir de la masa de precipitación anual en esa región y de su altura sobre el nivel del mar. Fig. 13.)

Ahora bien, la noción de potencial bruto tiene solamente un interés científico y no es ciertamente un dato directamente utilizable en la práctica; lo que realmente interesa es el potencial utilizable, que representa una fracción, necesariamente reducida, de ese potencial global y cuya evaluación está condicionada por factores no solamente naturales



(geológicos y geográficos) sino también y en gran medida por consideraciones económicas.

En la Tabla I (tomada de L'Houille Blanche, Fev, 1978) se muestra una estimación del potencial bruto y el equipable en las diferentes zonas geográficas del mundo.

### PERSPECTIVAS DE LA ENERGIA HIDROELECTRICA EN EL MUNDO

Las centrales hidroeléctricas producen actualmente el 20% de la energía eléctrica que se consume en el mundo, con una capacidad instalada que está muy lejos de alcanzar los límites del potencial utilizable técnicamente. En la Tabla II se producen los datos sobre la capacidad instalada y nuevas instalaciones, en construcción y en proyecto, que han sido publicados en el Survey of Energy Re-

Tabla I

Zona Geográfica	Km <sup>2</sup> (000)	Potencial bruto (TWh)	Potencial equipable		
			(GW)	(TWh)	(MWh/km <sup>2</sup> )
Europa (sin URSS)	4,866	3,400	215	700	140
URSS	22,272	4,000	269	1.100	50
USA, Canadá, Groenlandia	21,498	6,100	200	1.300	60
Japón, China	10,570	9,000	380	1.450	140
América Central y del Sur	20,500	5,400	328	1.850	90
Africa	30,300	6,300	437	2.000	66
Asia (sin Japón, China y Siberia)	20,865	?	309	1.200	58
Oceanía	8,521	1,500	38	200	22,5
Antártida	14,000	200	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>153,392</b>	<b>35,900</b>	<b>2.176</b>	<b>9.800</b>	<b>70,4</b>

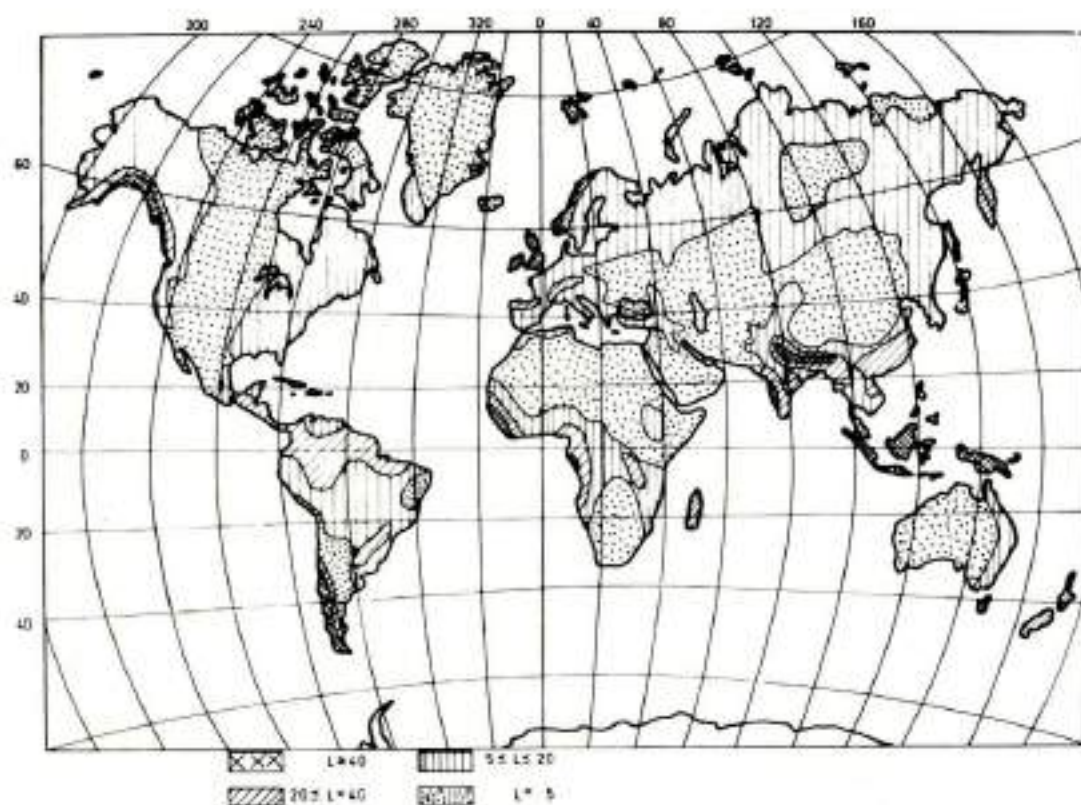


Figura 13

Precipitación anual en el mundo

Tabla II

Zona Geográfica	Potencial Teórico (TWh)	Potencial Utilizable (TWh)	Potencial en Funcionam. (TWh)	Potencial en Construcc. (TWh)	Potencial en Proyecto (TWh)
África	10.118	3.140	151	47	201
América del Sur	6.150	3.120	1.129	303	342
América Central y del Sur	5.670	3.780	299	355	809
Asia (sin URSS)	16.486	5.340	465	80	368
Oceanía	1.500	390	59	20	32
Europa	4.360	1.430	842	94	197
URSS	3.940	2.190	265	191	(Est) 170
<b>TOTAL</b>	<b>48.224</b>	<b>19.390</b>	<b>3.210</b>	<b>1.090</b>	<b>2.119</b>

sources, de la Conferencia Mundial de la Energía celebrada en Munich en septiembre de 1980.

Se observa en esta tabla un aumento de los valores de los potenciales teóricos y utilizable con relación a las previsiones del año 1978 (Tabla I), aumento que es muy importante para el potencial utilizable cuyo incremento es del 100%.

Comparando los valores del potencial en funcionamiento, en construcción y en proyecto (columnas 3, 4 y 5, respectivamente), con el potencial utilizable (columna 2), se comprueba que existe aún una gran reserva de energía hidráulica que puede ser técnicamente utilizable (excepto en Europa); según las previsiones del estudio de la Conferencia Mundial de la Energía 1980 ya citado, para el año 2020 se habrá desarrollado el 80% del potencial hidroeléctrico total.

#### LA ENERGÍA HIDROELECTRICA EN ESPAÑA

Por iniciativa de la Dirección General de Obras Hidráulicas del Ministerio de Obras Públicas y Urbanismo, se

han realizado varios estudios cuyos resultados permiten evaluar con gran fiabilidad el potencial hidroeléctrico actual y futuro de España. Estos estudios no se han limitado a los aprovechamientos grandes y medianos (mayores de 5 MW), sino que uno de ellos se refiere específicamente a los recursos hidroeléctricos aprovechables con centrales de pequeña potencia (de 250 a 5.000 kW), centrales que constituyen el objeto del presente trabajo.

En este apartado se van a indicar las conclusiones más importantes de los citados estudios, especialmente las correspondientes al de las pequeñas centrales.

#### ENERGÍA PRODUCIBLE CON EL EQUIPO DISPONIBLE

El estudio de la energía producible con el equipo hidroeléctrico que actualmente está en explotación, ha sido realizado en colaboración con UNESA y en él se ha analizado estadísticamente y central por central la energía que puede obtenerse, en un año hidrológico medio, en todas las instalaciones mayores de 5 MW. El



Tabla III

Año	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81
Potencia Instalada (MW)	(10.610) 11.057	(10.698) 11.136	(11.032) 11.470	(11.410) 11.841	(11.580) 11.954	(12.100) 12.497	(12.715) 13.096	(13.122) 13.530	(13.172) 13.515	(13.176) 13.518	(13.215) 13.616
Energía Producida (GWh)	(31.273) 32.747	(34.673) 36.458	(28.008) 29.524	(29.783) 31.347	(25.069) 26.448	(21.213) 22.508	(39.052) 40.742	(39.993) 41.497	(45.843) 47.473	(29.310) 30.797	(21.891) 23.266

valor obtenido ha sido de 35.900 GWh para todo el sistema hidroeléctrico español. Como punto de referencia se muestra en la Tabla III la producción hidroeléctrica en los últimos diez años obtenida de las estadísticas de UNESA. Los dos valores indicados para cada año corresponden, el primero a las compañías integradas en UNESA (entre paréntesis), y el segundo al total nacional.

#### POTENCIAL HIDROELECTRICO APROVECHABLE CON INSTALACIONES DE POTENCIA SUPERIOR A 5 MW

Este estudio ha sido realizado también por la Dirección General de Obras Hidráulicas del MOPU en colaboración con UNESA. En este trabajo han sido analizadas individualmente cerca de un centenar de subcuencas, habiéndose evaluado el potencial hidroeléctrico de las mismas con un elevado grado de detalle en los distintos niveles.

Los resultados muestran que el potencial hidroeléctrico bruto, teniendo en cuenta las actuales condiciones de preferencia del uso del agua, es del orden de 137.000 GWh y el potencial hidroeléctrico utilizable, del orden de 62.000 GWh. Partiendo del hecho de que 35.900 GWh corresponden a las centrales hidroeléctricas ya en servicio, queda un potencial remanente de 26.100 GWh; de

este global, 3.700 GWh están muy condicionados por factores exteriores y otros 1.800 GWh corresponden a futuros aprovechamientos de usos múltiples, por lo que el desarrollo hidroeléctrico debe ser coordinado con los usos alternativos del agua.

#### POTENCIAL HIDROELECTRICO APROVECHABLE CON CENTRALES DE PEQUEÑA POTENCIA

Las centrales hidroeléctricas de pequeña potencia han constituido históricamente la base de la electrificación de pequeñas comunidades rurales. Si bien es cierto que su número e importancia han ido decreciendo debido a sus altos costes relativos de explotación y a la obsolescencia tecnológica de los equipos, aún hoy contribuyen, aunque modestamente, a reducir la factura energética ahorrando casi medio millón de toneladas de petróleo.

La tendencia histórica de reducción del número de centrales hidroeléctricas de potencia inferior a 5 MW, queda reflejada en las cifras suministradas por el MOPU.

Paralelamente a la reducción del número de centrales, se observa un aumento notable en la potencia unitaria, que corresponde, por una parte, a la puesta fuera de servicio de las centrales más pequeñas, y por otra, a la ampliación de la potencia insta-

lada con o sin sustitución de los grupos existentes.

En lo que se refiere a la viabilidad de implantación de nuevas centrales hidroeléctricas de pequeña potencia, sólo muy recientemente y en pocos países se ha llevado a cabo un estudio exhaustivo y sistemático del potencial aprovechable. Aunque en principio las nuevas centrales presentan un menor atractivo económico que la renovación de las existentes debido al elevado coste que representa la obra civil, su potencial técnico no podrá considerarse "a priori" como despreciable ya que en la España peninsular existen muchas regiones con características orográficas y pluviométricas adecuadas.

Por todo ello, y siguiendo las directrices del Plan Energético Nacional, aprobado en julio de 1979 por el Congreso de los Diputados, que establece como uno de los objetivos prioritarios de la política energética española la reducción de la dependencia del petróleo, en el mes de marzo de 1980 se crea la "Comisión de Estudio de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas", en la que se integran representantes de la Dirección General de Obras Hidráulicas, del Centro de Estudio de la Energía y de Unidad Eléctrica, S. A. Esta Comisión ha realizado el estudio de las posibilidades de implantación de este tipo de centrales, evaluando el potencial aprovechable y su distribución geográfica.

Para dicho estudio se ha sustituido el establecimiento de un "catálogo de proyectos" que es el método utilizado para el análisis con centrales grandes y medias, por un "catálogo de ríos o tramos de río con potencial

Año	Número de centrales activas	Potencia instalada	Producción media anual	Horas de utilización	Potencia media por Central
1964	1.740	600.000 kW	2.000 GWh	3.333	345 kW
1978	735	500.000 kW	1.700 GWh	3.400	680 kW



aprovechable". Para delimitar nítidamente el objeto y alcance del estudio, se han fijado los siguientes criterios:

a) Límites de potencia, de 250 kW a 5.000 kW.

Viabilidad técnico-económica.

1. Obra civil de captación mínima (agua fluyente).
2. Bajo coste de operación y de la energía producida (automatismo y/o telemando con un número de horas de utilización del orden de 5.000).
3. Coste global mínimo.
  - Río con aportación anual media  $\leq 200 \text{ Hm}^3$ .
  - Distancia entre puntos de captación y restitución  $\leq 2,5 \text{ km}$ .
  - Altura de salto  $\leq 80 \text{ m}$  (para 250 kW).

El potencial hidroeléctrico aprovechable con pequeñas centrales, ya sean de nueva instalación o de recuperación, es del orden de 10.500 GWh, con una potencia instalada de 1.940 MW correspondiendo, pues, a una utilización de 5.400 horas. La distribución por cuencas hidrográficas se indica en la Tabla IV y gráficamente en la figura 14. La dis-

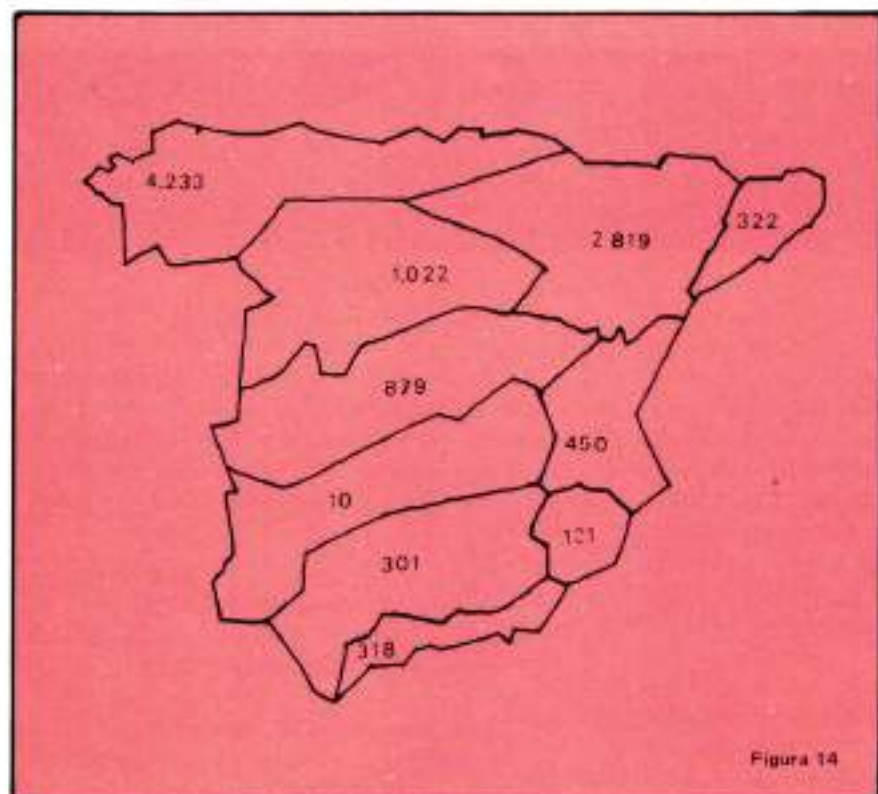


Figura 14  
Distribución geográfica del potencial hidroeléctrico global aprovechable con centrales de pequeña potencia (GWh)

tribución por provincias se encuentra incluida en el Anexo I.

El potencial obtenido tiene un solape con la estimación realizada por

UNESA correspondiente al potencial aprovechable con centrales mayores ya que algunos tramos de río considerados en el estudio cuyos resultados se están analizando, pueden ser también aprovechados con centrales de tamaño medio con regulación. El solape es de 3.600 GWh, por lo que resulta un potencial aprovechable exclusivamente con pequeñas centrales de 6.900 GWh. La segunda columna de la Tabla III muestra este dato para las distintas cuencas y la figura 15, su distribución geográfica.

La figura 16 muestra gráficamente los resultados de los tres estudios citados sobre la evaluación del potencial hidroeléctrico español (en funcionamiento aprovechable con instalaciones de potencia superior a 5 MW y aprovechable con pequeñas centrales de 250 a 5.000 kW).

Nota.—En los estudios realizados no se han considerado las instalaciones con potencias instaladas inferiores a 250 kW, instalaciones que caen dentro del campo de las micro-centrales hidroeléctricas (de

Tabla IV

CUENCA	Potencial global con pequeñas centrales (GWh)	Potencial aprovechable exclusivamente con pequeñas centrales (GWh)	Horas de utilización
Norte	4.233	2.707	5.403
Duero	1.022	608	4.983
Tago	879	627	5.035
Guadiana	10	10	4.148
Guadalquivir	301	301	5.503
Sur	318	318	4.904
Segura	121	121	6.483
Júcar	450	433	5.812
Ebro	2.819	1.438	5.576
Pirineo Oriental	322	289	6.091
<b>TOTAL</b>	<b>10.475</b>	<b>6.852</b>	<b>5.406</b>



acuerdo con las nuevas convenciones, el término micro-central, se aplica a las instalaciones de potencia inferior a 500 kW). Es evidente que la evaluación de ese potencial es una tarea poco menos que imposible, pero no es menos cierto que existe un mercado potencial importante, tanto para usuarios individuales (explotaciones agrícolas pequeñas y medianas, viviendas, aisladas) como para pequeñas comunidades rurales.

Una instalación que utilice un caudal de 0,5 m<sup>3</sup>/s, con un salto de 2 m, es capaz de producir una potencia de 7 kW, suficiente para las necesidades de una explotación agrícola de tipo medio. Si bien el coste específico de una instalación de tan reducida potencia es muy elevado, existen alternativas que lo pueden reducir a niveles aceptables y que pueden hacer económicamente atractiva la autogeneración de energía eléctrica. Entre esas alternativas se pueden señalar, sin pretender realizar una enumeración exhaustiva, las siguientes:

- Construcción de la obra civil por propios medios.
- Utilización de materiales de recuperación, o de artesanía, ruedas hidráulicas, dinamos, motores asíncronos, etc.
- Utilización de equipos hidráulicos de gran serie con costes reducidos (por ejemplo, empleo de bombas con directrices fijas funcionando como turbinas).

En el Anexo V se incluye una información básica sobre las posibilidades de aplicación de micro-centrales hidráulicas para pequeños usuarios, evaluación de las necesidades de energía eléctrica, determinación del potencial hidroeléctrico (caudal y salto), equipos principales, etc.

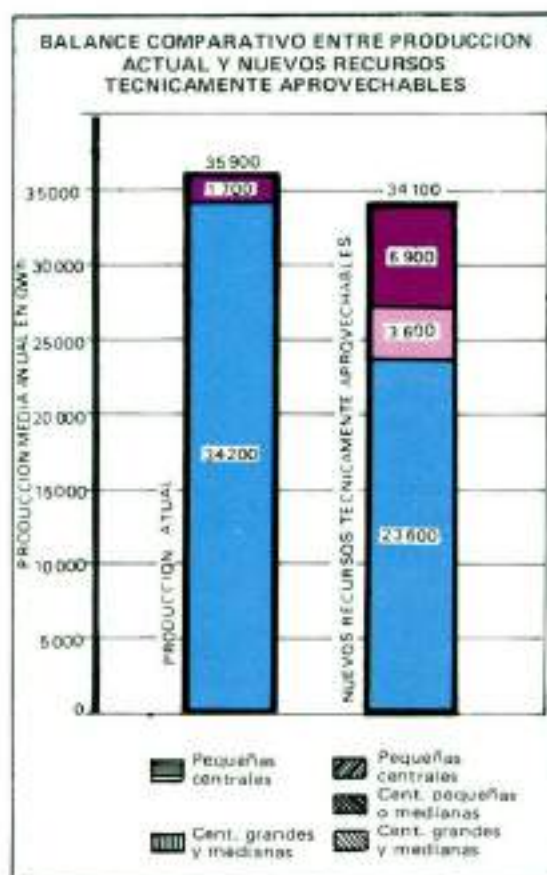


Figura 16

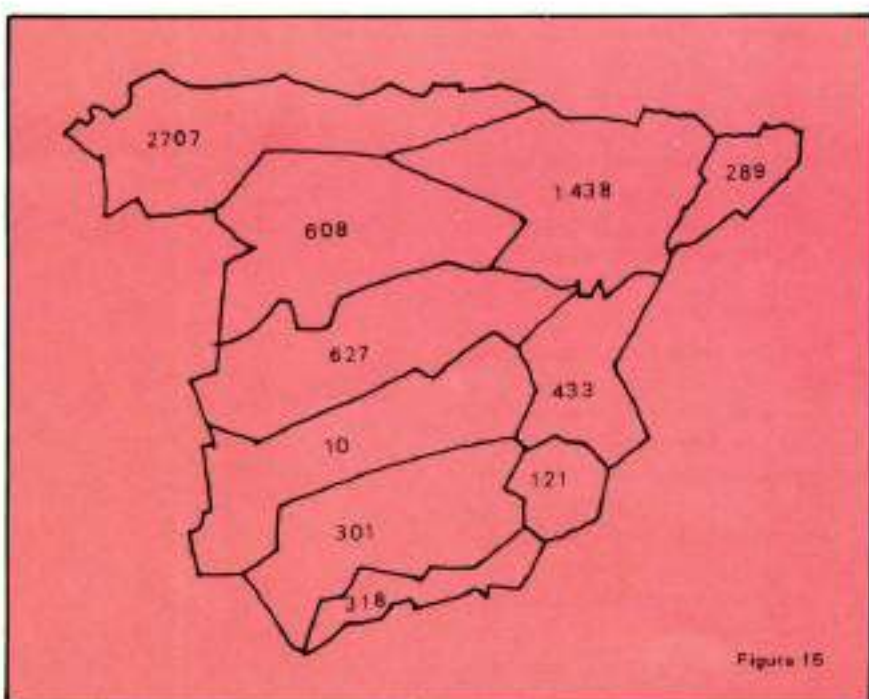


Figura 15

*Distribución geográfica del potencial hidroeléctrico aprovechable exclusivamente con centrales de pequeña potencia (GWh).*

## EQUIPOS ELECTROMECAÑICOS DE LAS MINICENTRALES

De los componentes electromecánicos principales de las centrales hidroeléctricas (válvula de protección, turbina, tubo de aspiración, compuertas del tubo de aspiración, generador, equipo de mando, control y protección, transformador), la turbina y el generador constituyen los equipos principales, tanto por consideraciones funcionales como atendiendo a las exigencias de espacio y costes del sistema total. De los equipos auxiliares de las grandes centrales hidroeléctricas (puente grúa, bombas de drenaje, sistema de alumbrado, baterías, protección contra incendios, equipos de calefacción y ventilación, sistema de agua potable, servicios sanitarios, etc.), la mayor parte de ellos pueden ser suprimidos, o al menos simplificados notablemente, en los proyectos de pequeñas centrales que funcionan sin personal adscrito en permanencia para su operación.

### CONSIDERACIONES SOBRE LA SELECCION DE LOS EQUIPOS

#### a) *Duración comparada de la vida económica con la vida real.*

Además de los costes de las distintas alternativas a que se hará referencia más adelante, la diferencia entre la vida económica y la real de los equipos electromecánicos es importante para la determinación de la viabilidad de un proyecto. El período normal de amortización de una central hidroeléctrica es de 40 años, mientras que un grupo turbina-generador con un mantenimiento correcto puede durar 75 años. Al finalizar la vida económica de la instalación debe considerarse, pues, un crédito a la inversión en el equipo.

#### b) *Consideraciones técnicas.*

Dado que generalmente las minicentrales tienen saltos de reducido valor, la velocidad de la turbina suele ser pequeña, normalmente inferior a 450 rpm. En con-

secuencia, es necesario prever multiplicadores de velocidad de forma que se consiga un conjunto turbina-alternador óptimo. No obstante, la existencia del multiplicador de velocidad representa una pérdida de rendimiento de uno a dos por ciento y un eventual incremento de los costes de mantenimiento.

Por otra parte, las ruedas de las turbinas de reacción están sometidas a los efectos de la cavitación; estos efectos pueden ser evitados por una selección adecuada de la velocidad de la turbina y de la altura de la rueda con relación al nivel de descarga. La selección de estos parámetros tiene evidentemente un impacto importante en el coste del grupo turbina-generador y en el volumen de excavación de la central.

#### c) *Tendencias actuales en el proyecto de minicentrales hidroeléctricas.*

Los constructores de estos equipos están haciendo frente a las exigencias del mercado, que claramente se orientan en dos líneas muy definidas:

- Equipos de gran fiabilidad, con objeto de disminuir los gastos de mantenimiento.
- Reducción de los costes, debido al estrecho margen de rentabilidad de estas instalaciones a causa de su reducido tamaño; este margen presenta, no obstante, una tendencia favorable debido a la evolución del coste de la energía.

En esta línea, los constructores de turbinas han desarrollado un gran esfuerzo en el proceso de normalización de estos equipos cuyos resultados son especialmente patentes en las máquinas de tipo hélice y Kaplan, particularmente bien adaptados a los pequeños saltos.

Para el constructor, esta normalización le permite una nota-



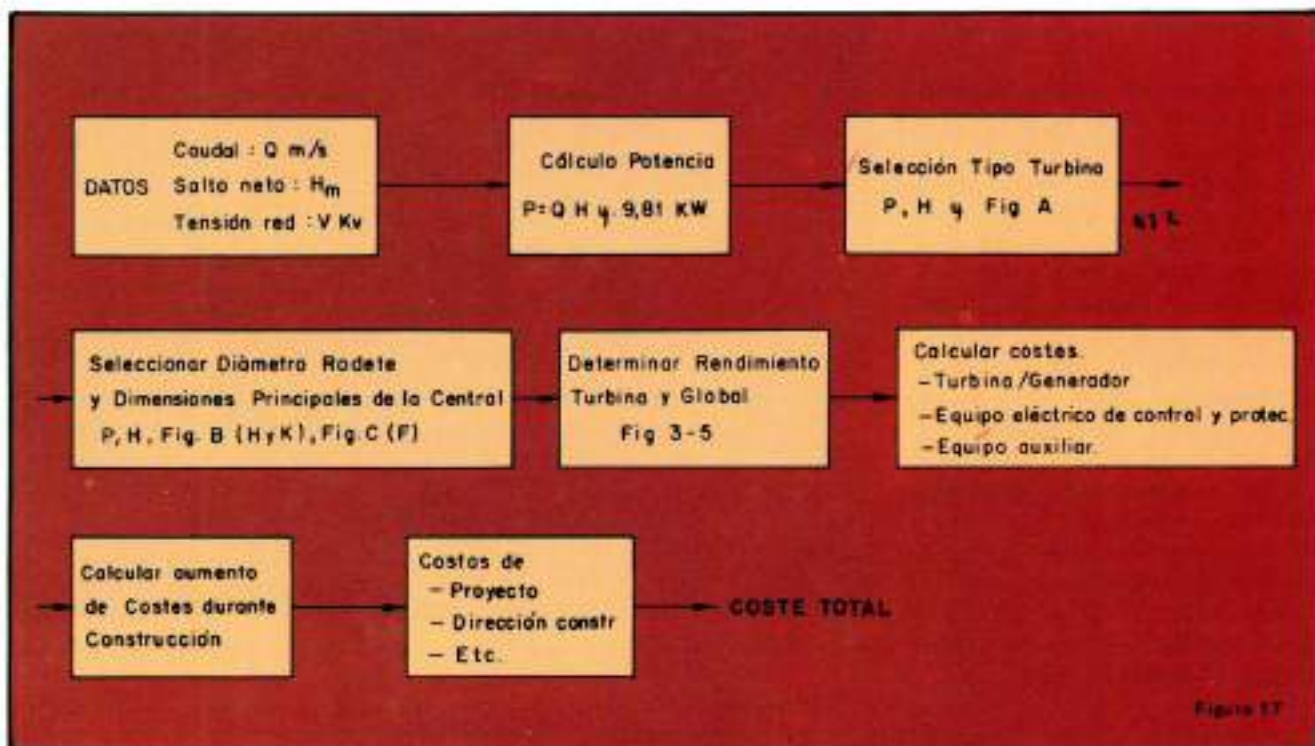


Figura 17

ble reducción en los costes de ingeniería y, asimismo, establece unos criterios generales aplicables a un amplio campo de proyectos. La definición de modos de arranque predeterminados y la simplificación de los requerimientos en equipo de control y sincronización, representan también reducciones de costes por lo que han de ser incluidas en el activo de esta tendencia.

selección de turbinas, los diámetros de rodetes correspondientes y los rendimientos, se realiza con mayor precisión recurriendo a las informaciones técnicas de los distintos fabricantes sobre las gamas normalizadas de turbinas de los distintos tipos. El coste de las mismas, puede obtenerse así a partir de ofertas específicas de los fabricantes.

## METODOLOGIA DE SELECCION Y ESTIMACION DE COSTES

La selección de los equipos electromecánicos adecuados (turbina, generador y auxiliares), así como la determinación de su coste, constituye un proceso de aproximaciones sucesivas que se representa gráficamente en la figura 17.

Los datos contenidos en las posteriores figuras 25 y 26 son valores medios obtenidos de valores típicos de distintos fabricantes. El proceso de

## CLASIFICACION

Existen dos tipos básicos de turbinas: de reacción y de impulsión. Las turbinas de reacción tienen unas características que las hacen mucho más apropiadas que las de impulsión en el campo de las pequeñas centrales. Para determinadas condiciones físicas del emplazamiento puede ser aplicable una turbina de impulsión (Pelton), pero, en general, el coste de una de reacción, de salto y potencia similar, es más bajo. Por ello, no es extraño comprobar que los fabricantes han normalizado, para las mini-centrales, las turbinas de reacción, iniciando precisamente ese proceso de normalización por las turbinas hélice y Kaplan, que están particularmente bien adaptadas para los pequeños saltos.

Las turbinas de reacción se clasifican, a su vez, en Francis (flujo mixto) y hélice (flujo axial), bien con palas fijas o palas de pase variable (Kaplan). Existe un cierto número de turbinas tipo hélice con nombres comerciales que responden a diseños especiales: tubulares, Bulbo y Straflo, pero básicamente el perfil de la rueda es el mismo.

Un tipo de turbina especial, bien adaptada a las minicentrales, es la turbina Ossberger de impulsión radial (flujo cruzado) (Fig. 18).

La figura 19 muestra esquemáticamente las secciones de diferentes tipos de turbinas aplicables en estos aprovechamientos.

Los márgenes de utilización de los distintos tipos de turbinas (en función del salto neto y de la potencia del grupo), se indican en la figura 20. La información en ella suministrada, de forma sintética, ha sido obtenida de las publicaciones técnicas, tanto de fabricantes como de usuarios de estos equipos.

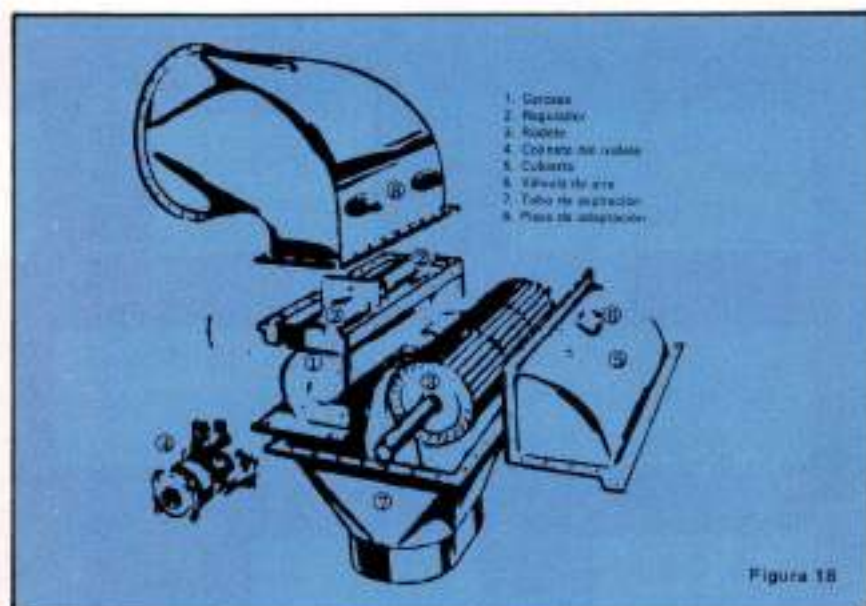


Figura 18

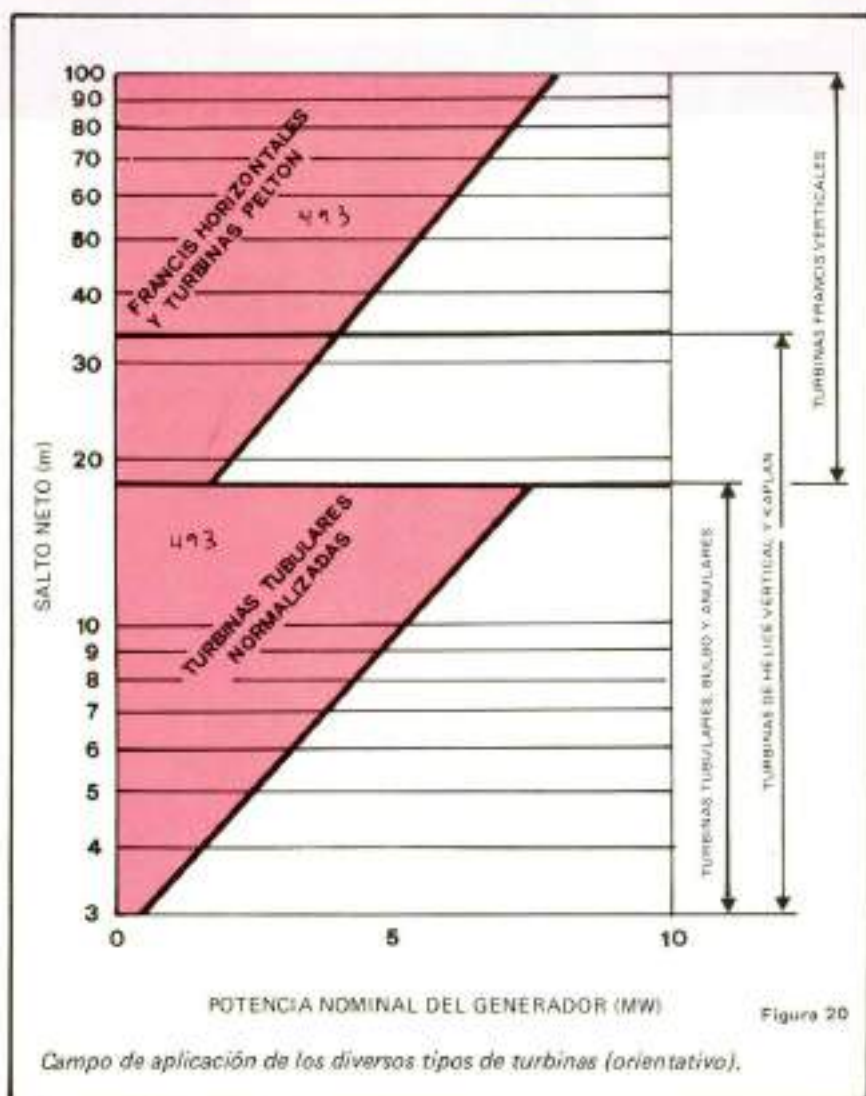


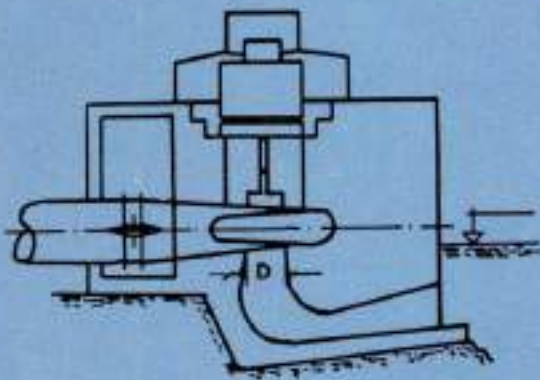
Figura 20

Campo de aplicación de los diversos tipos de turbinas (orientativo).

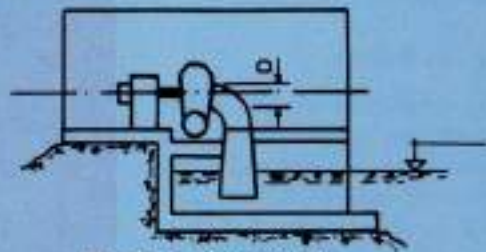


# PRINCIPALES TIPOS DE TURBINAS

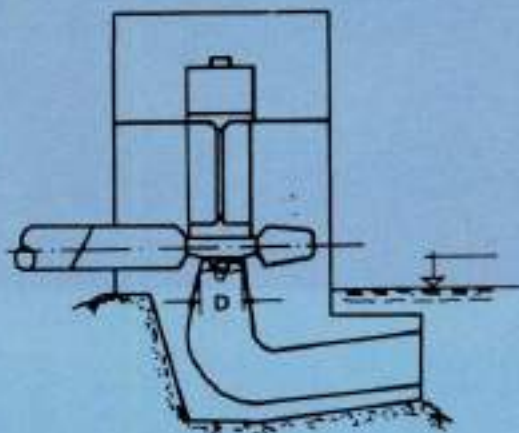
(D= DIAMETRO DE SALIDA DEL RODETE)



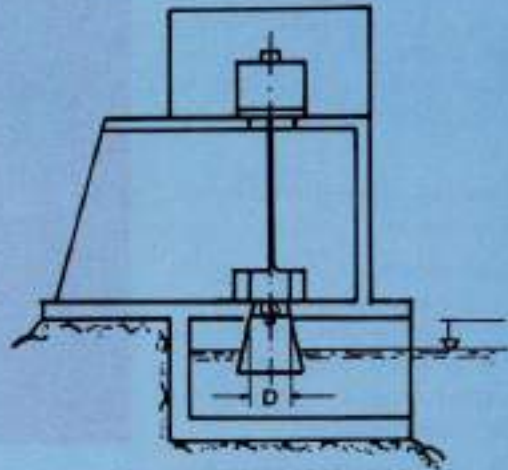
FRANCIS VERTICAL



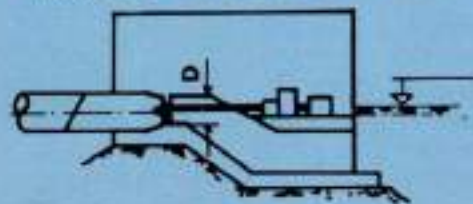
FRANCIS HORIZONTAL



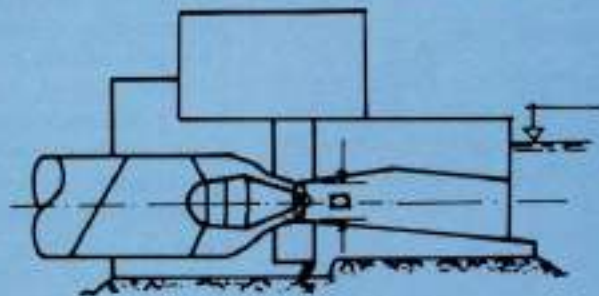
HELICE O KAPLAN VERTICAL



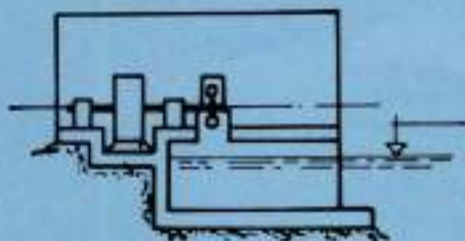
HELICE, KAPLAN O FRANCIS  
DE CAMARA ABIERTA



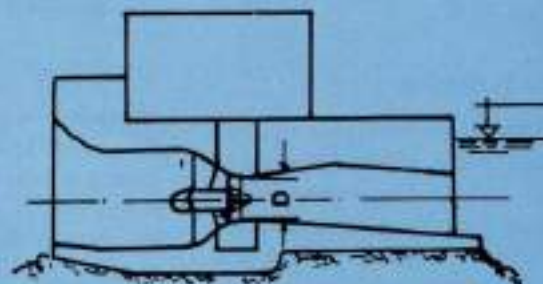
TUBULAR (TIPO "S")



BULBO



PELTON HORIZONTAL



ANULAR (STRAFLO)

## CARACTERÍSTICAS DE LOS DISTINTOS TIPOS DE TURBINAS

### A. TURBINAS DE REACCION

#### A.1. Turbina Francis

Tiene un rueda formada por álabes fijos que forman canales hidráulicos, normalmente en número superior o igual a nueve, a través de los cuales el agua entra en sentido radial y sale de la rueda axialmente. Los componentes principales de la turbina son: cámara de entrada, abierta o cerrada (espiral); distribuidor, fijo o móvil (control del caudal); rodete y tubo de aspiración, recto o acodado.

#### *Márgenes de funcionamiento de las turbinas Francis*

En caudal: 40 a 105% del caudal nominal; por debajo del 40% puede haber vibraciones y/u oscilaciones de potencia. El límite superior corresponde generalmente a la potencia nominal del generador.

En salto: 60 a 125% del salto de diseño.

#### *Rendimientos*

Los rendimientos máximos son generalmente del orden del 88 a 90%. El rendimiento máximo se establece para el 90% de la potencia nominal de la turbina, correspondiendo a dicha potencia nominal un rendimiento que es un 2% inferior al máximo.

El rendimiento máximo para el salto mínimo (60% del de diseño), es del orden del 75%.

#### *Cámara de entrada*

Normalmente se construye en chapa de acero. Para saltos inferiores a 15 m se utilizan frecuentemente de hormigón y también cámaras abiertas. Las cámaras cerradas de hormigón y metálicas constituyen las cámaras espirales (admisión total con velocidad constante del agua en toda la periferia hacia el distribuidor) (Fig. 21).



Figura 21

Cuando la altura del salto es muy pequeña, la disposición de cámara abierta lleva a unos costes de excavación elevados por la implantación profunda del tubo de aspiración. En estos casos se recurre a una disposición en sifón con la parte superior del distribuidor por encima de la cota máxima del embalse; para el arranque de la turbina, se extrae el aire por medio de una bomba de vacío y para la parada se provoca la admisión de aire atmosférico a través de una válvula (Fig. 22).

#### *Distribuidor*

Este órgano, por medio del cual se puede variar el caudal de agua que llega a la turbina, permite realizar las funciones de sincronización del grupo, regulación de la velocidad y de la carga y parada del grupo (normal o por desconexión brusca).

En las unidades convencionales, los mecanismos que accionan el distribuidor están movidos por un servo-



motor hidráulico; en las pequeñas unidades puede utilizarse para este fin motores eléctricos.

El distribuidor permite el funcionamiento de la turbina con un amplio margen de caudales. En casos especiales en que el caudal es constante, puede utilizarse un distribuidor fijo, lo que permite una importante economía en el equipo. Estas unidades funcionan con carga fija que depende del salto neto; en caso de funcionamiento sin red piloto, es necesario disponer un sistema de absorción de energía (freno Froude o de corrientes parásitas, por ejemplo). El arranque y la parada de los grupos con distribuidor fijo se realizan, normalmente, mediante una compuerta o una válvula situadas en la entrada a la turbina.

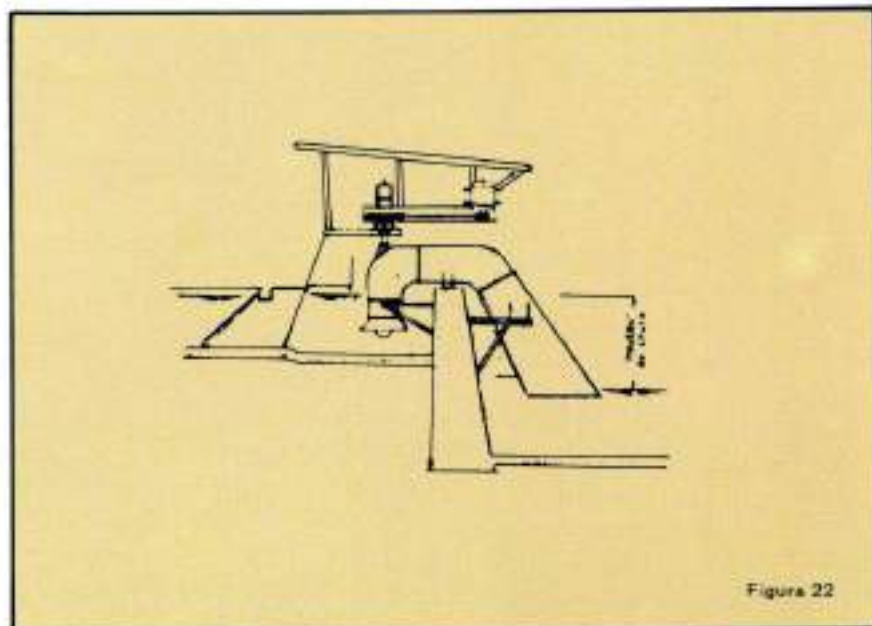


Figura 22

#### Tubo de aspiración

Las turbinas Francis están equipadas normalmente con tubos de aspiración acodados de diseño Venturi (difusor) para reducir la pérdida de salto. Los tubos rectos troncocónicos dan origen a mayores pérdidas de salto neto y a costes de excavación más elevados (Fig. 23).

#### Montaje

Las turbinas Francis pueden ser horizontales o verticales. El montaje vertical permite un mayor calado del rotor por debajo del nivel de desagüe sin necesidad de implantar el generador a una cota inferior a ese nivel, y necesita, en las unidades grandes y medianas, un menor espacio en

planta. Este ahorro en los costes de obra civil, generalmente, compensan con exceso el mayor coste del generador originado por la necesidad de un cojinete de empuje mayor. Por el contrario, para las pequeñas unidades, frecuentemente es más económica la solución de montaje horizontal en la que pueden utilizarse generadores de tipo normalizado.

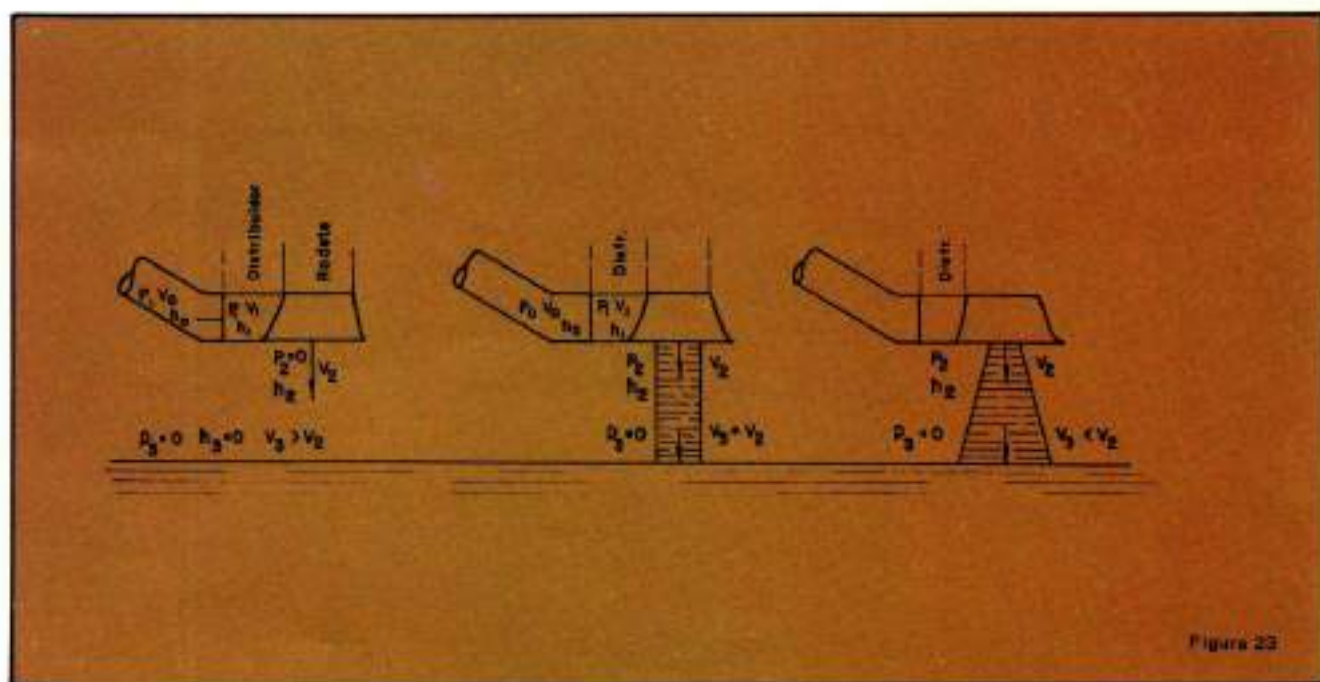
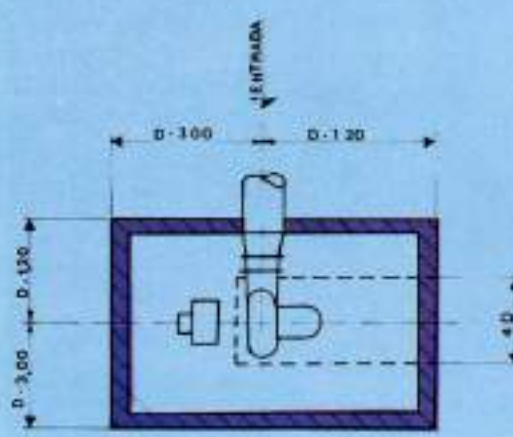
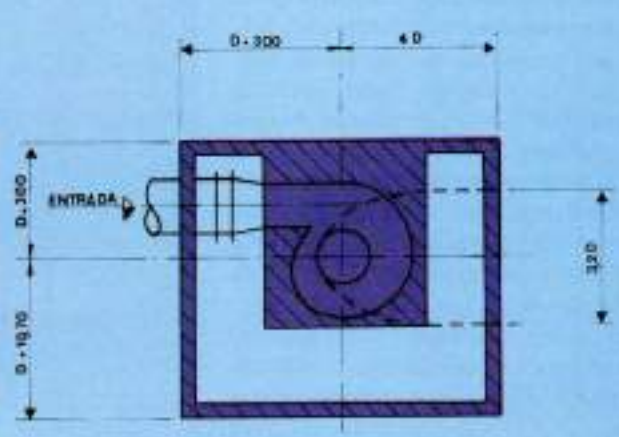


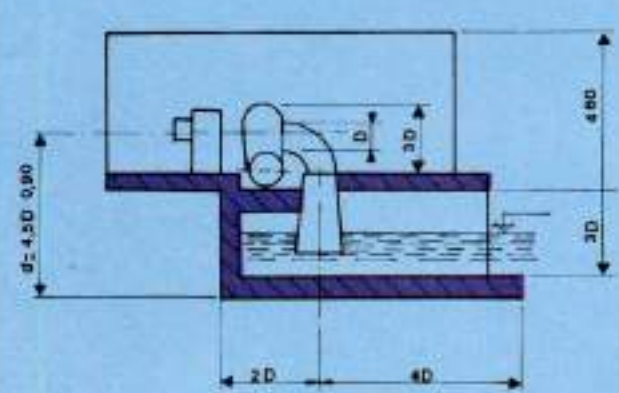
Figura 23



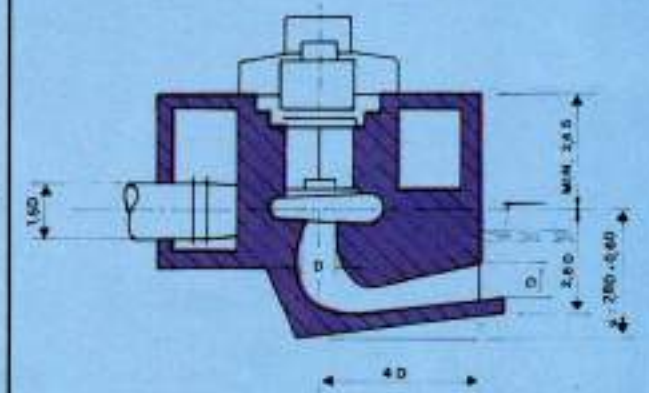
PLANTA



PLANTA



SECCION



SECCION

Figura 24 a y b



### Conducciones

La llegada del agua a una turbina Francis de cámara cerrada tiene lugar a través de tuberías forzadas metálicas, de hormigón o de plástico reforzado con fibra de vidrio, desde la cámara de presión o bien directamente desde el embalse.

### Obra civil

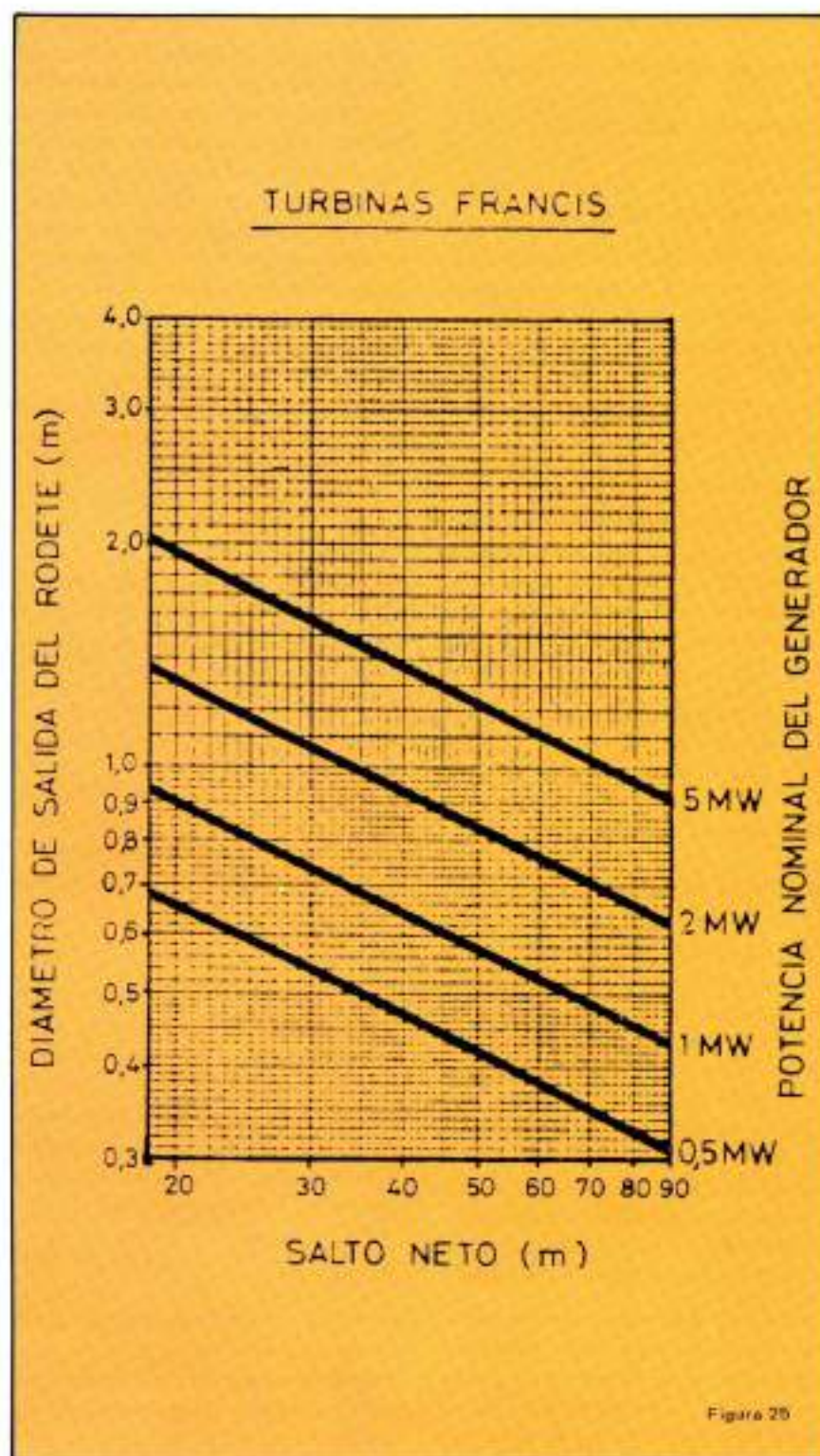
Las dimensiones principales aproximadas de la obra civil necesaria para la central, se indican en las figuras 24 a y b en función del diámetro de salida del rodete (D). Este diámetro se puede estimar en función de la altura neta del salto y de la potencia (Fig. 25), en la que los valores de D corresponden a turbinas instaladas con el centro del rodete al nivel de la cota mínima del desagüe; son valores medios, y, por tanto, el diámetro para una turbina real puede variar según el fabricante.

### A.2. Turbinas tipo hélice y Kaplan

Son máquinas cuyo rodete tiene 4, 5 ó 6 palas y en las que el agua pasa a través del rodete en dirección axial, funcionando en sentido inverso de conversión de energía que las hélices de impulsión, de las que toma su nombre. El paso de las palas puede ser fijo o variable; si es fijo se trata de una turbina hélice y si las palas son móviles la turbina se denomina Kaplan.

Una solución intermedia, palas fijadas por tornillos de forma que su paso puede variarse estacionalmente para adaptarse a los distintos caudales medios, es en principio atractiva logrando un compromiso entre coste y rendimiento a distintas cargas; no obstante, presenta ciertos problemas de accesibilidad al rodete.

Los principales componentes de una turbina de este tipo son los mismos que en las turbinas Francis: cámara de entrada, abierta o cerrada; distribuidor, normalmente fijo; rodete y tubo de aspiración.



#### NOTAS:

1. Los diámetros aproximados de salida del rodete están basados en valores típicos para turbinas instaladas con el centro de la rueda al nivel de la mínima cota de agua en el desagüe. Los diámetros reales varían según el fabricante.
2. Los diámetros estimados deben ser usados para turbinas Francis verticales o horizontales.



### *Márgenes de funcionamiento*

En caudal: 40 a 105% del caudal nominal; este margen es mayor (15 a 110%) en las turbinas Kaplan pero a costa de un encarecimiento notable con respecto a la turbina hélice con distribuidor fijo (30%).

En salto: 60 a 140% del salto de diseño. Para saltos mayores el rendimiento disminuye de 2 a 5% con respecto al correspondiente al salto de diseño; con saltos más pequeños que el 60%, el rendimiento puede disminuir hasta un 15%.

### *Rendimiento*

Tiene valores similares al de las turbinas Francis: 88-90%. En el caso de turbina hélice, el rendimiento disminuye considerablemente para caudales inferiores al nominal ( $\eta = 75\%$  para  $Q = 0,6 Q_n$ ).

La turbina Kaplan tiene una curva de rendimiento en función de la carga muy plana, en un amplio margen ( $\eta = 84\%$  para  $Q = 0,3 Q_n$ , con distribuidor y 73% sin él).

### *Cámara de entrada*

Normalmente construida de hormigón. Se puede utilizar una cámara cerrada o bien abierta si el salto no es superior a 10 m; si el salto es mayor, la solución de cámara abierta lleva a longitudes excesivas del eje de la turbina. La solución de cámara abierta da origen a mayores costes de mantenimiento, especialmente cuando el agua contiene arena o partículas en suspensión, ya que tanto el distribuidor como los cojinetes-guía están sumergidos en el agua.

Cuando se utiliza una cámara cerrada (imprescindible para potencias superiores a 1.500 kW) ésta puede ser metálica o de hormigón. La cámara espiral de hormigón suele ser más barata que la metálica, y su sección recta, a diferencia de las de las turbinas Francis, es rectangular.

### *Distribuidor*

Este dispositivo se suprime frecuentemente, no solamente cuando se

dispone de un caudal constante como en el caso de las turbinas Francis, sino también en pequeñas unidades, en las que la reducción del coste del equipo mejora el balance económico, aun teniendo en cuenta la disminución del rendimiento. Las maniobras de puesta en marcha y parada se efectúan por medio de una compuerta o una válvula en la entrada a la turbina. Si el grupo debe mantener la frecuencia (funcionamiento aislado), debe preverse un sistema de regulación por absorción de energía (como se ha analizado para el caso de las turbinas Francis).

### *Rodete*

Dispone de 4, 5 ó 6 palas, según la altura de salto. Hasta 10 m se utilizan rodetes de 4 palas; de 5 palas hasta 20 m, y 6 palas hasta 33 m.

### *Tubo de aspiración*

El tubo de aspiración tiene un diseño similar al de las turbinas Francis y son válidas las consideraciones efectuadas en el apartado correspondiente.

### *Montaje*

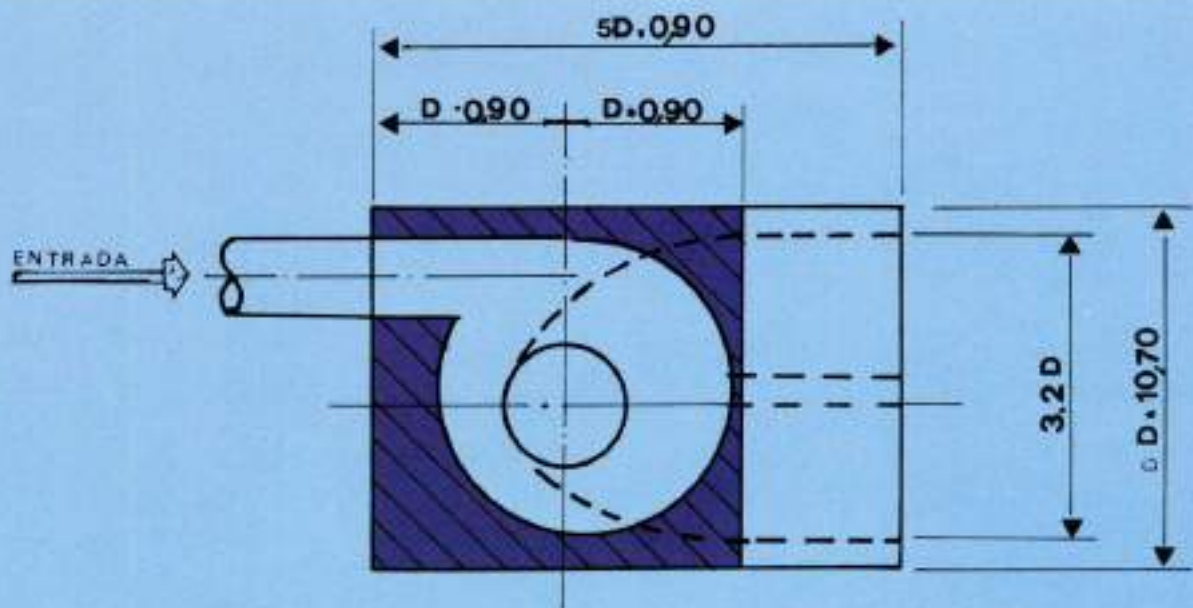
El montaje de las turbinas hélice convencionales y de las Kaplan es vertical. El montaje horizontal o inclinado ha dado lugar a una serie de tipos comerciales que serán analizados en el apartado correspondiente (turbinas tubulares, bulbo y anulares).

### *Obra civil*

En la figura 26 se muestran las dimensiones aproximadas de la obra civil de la central, en función del diámetro de salida del rodete (D). El valor de D en metros puede estimarse en función del salto neto y de la potencia del grupo, según la figura 27. Los valores indicados en la misma son valores medios, y corresponden a turbinas instaladas con el centro del rodete al nivel de la cota mínima de desagüe.

En el caso de turbinas de cámara abierta, la figura 28 muestra las dimensiones aproximadas de la obra civil en función del parámetro D, obtenido de la figura 25 para las turbinas Francis, y de la figura 27 para las turbinas hélice y Kaplan.

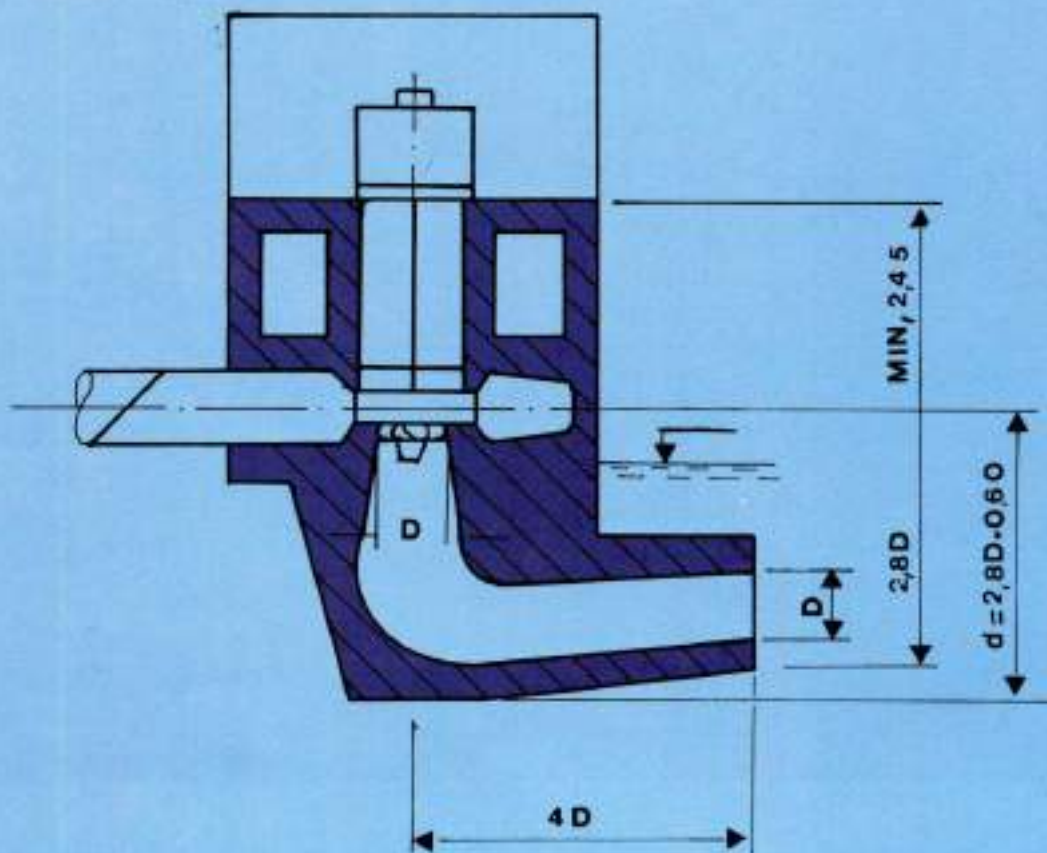




PLANTA

NOTAS:

1. D = Diámetro de salida del rodete
2. Todas las dimensiones en metros
3. d = Profundidad de excavación



SECCION

## TURBINAS HELICE Y KAPLAN

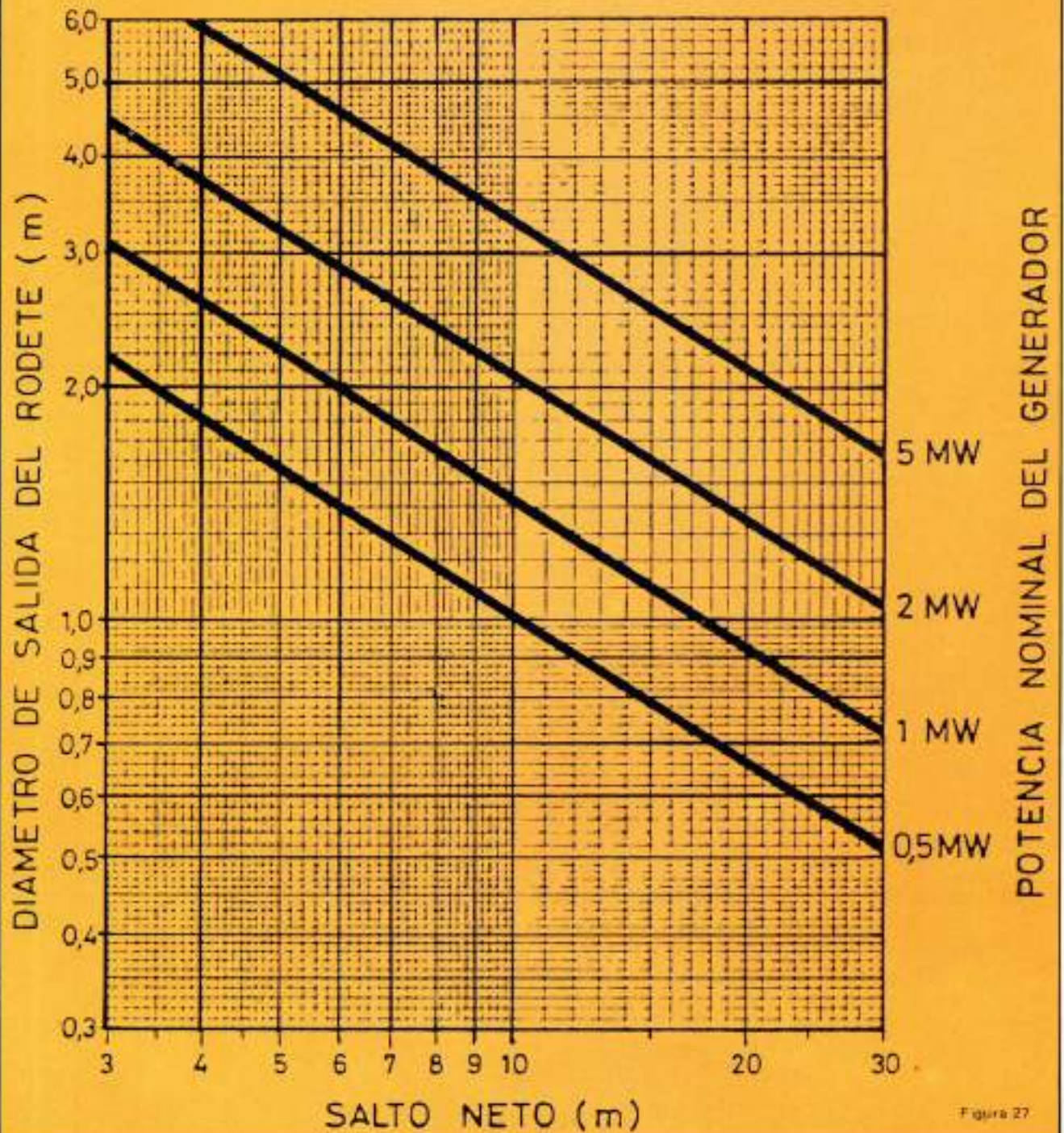
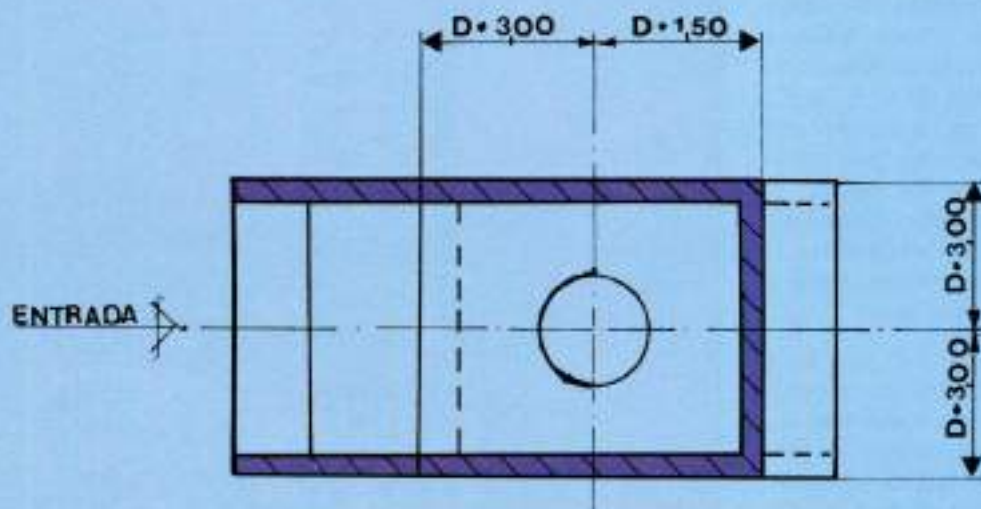


Figura 27

### NOTAS:

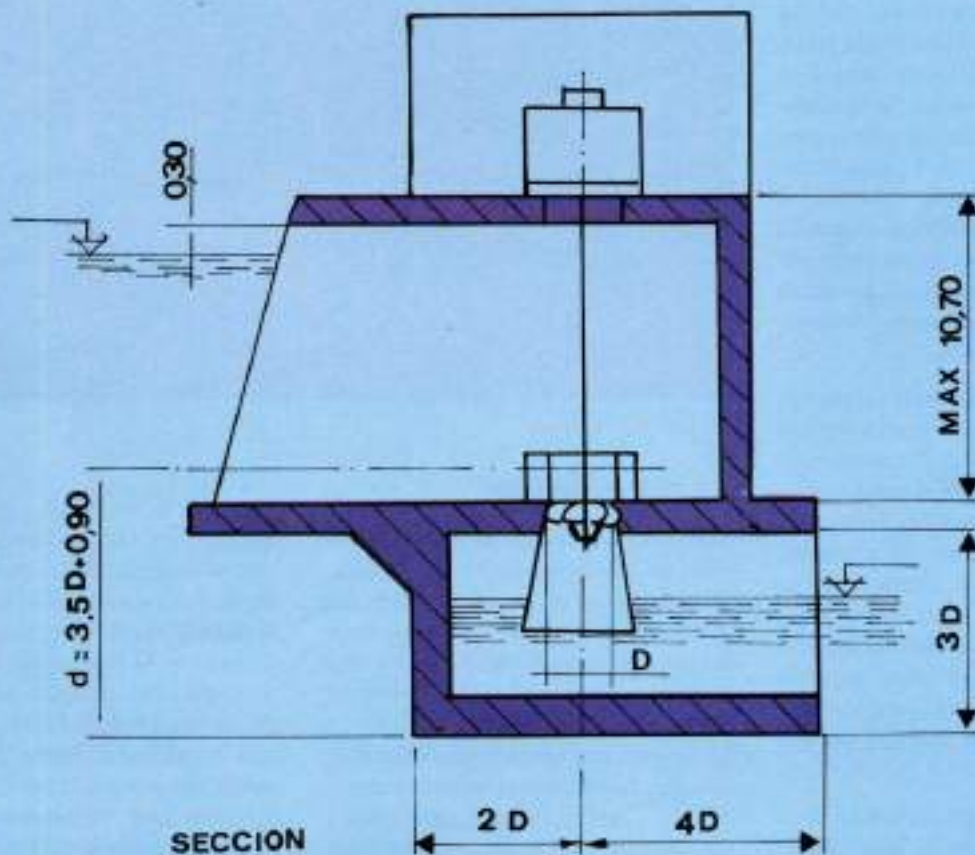
1. Los diámetros aproximados de salida del rodete están basados en valores típicos para turbinas instaladas con el centro de la rueda al nivel de la mínima cota de agua en el desagüe. Los diámetros reales varían según el fabricante.
2. Los diámetros estimados deben usarse para turbinas hélice con inclinación fija o variable de las palas, turbinas verticales, tubulares, inclinadas, bulbo y anulares.





**NOTAS:**

1.  $D$  = Diámetro de salida del rodete
2. Todas las dimensiones en metros
3.  $d$  = Profundidad de excavación



### A.2.1. Turbinas tubulares

Son turbinas con rodetes hélice o Kaplan, situadas en el interior de la conducción y cuyos ejes coinciden con la dirección del flujo de agua. La disposición puede ser: horizontal con salida a 90°, horizontal con salida axial (tipo S) e inclinada (Fig. 29). La solución más utilizada actualmente es el tipo S debido a que permite una salida del eje más simple desde el punto de vista mecánico.

El rendimiento obtenido con estas turbinas es de 1% a 2% mayor que el de las turbinas hélice verticales, debido a que el agua, en su recorrido, sufre menos cambios de dirección. Por otra parte, este rendimiento depende, para carga parcial, de la combinación elegida de rodete y distribuidor (rodete con palas fijas o rodete Kaplan, directrices fijas o distribuidor).

Algunas veces se equipan con un embrague entre la turbina y el generador, para evitar que éste deba diseñarse para condiciones de embalamiento (el embrague desacopla para una velocidad del 125% de la nominal). No obstante, esta solución no es recomendable teniendo en cuenta que la turbina es el equipo más crítico, y también el más caro para que su diseño responda a esas condiciones de embalamiento.

En cuanto a la obra civil necesaria, las turbinas tubulares tienen una superficie en planta mayor que las hélices verticales, aunque el volumen de excavación y la altura del edificio de la central son menores. Se puede reducir el área de la planta con un montaje inclinado, pero el beneficio que se obtiene en la obra civil queda anulado por el mayor coste del equipo, debido principalmente a la necesidad de un mayor cojinete de empuje.

Las dimensiones aproximadas de la central se indican en la figura 30. El valor de D se obtiene de la figura 27 utilizada para las turbinas hélice y Kaplan.

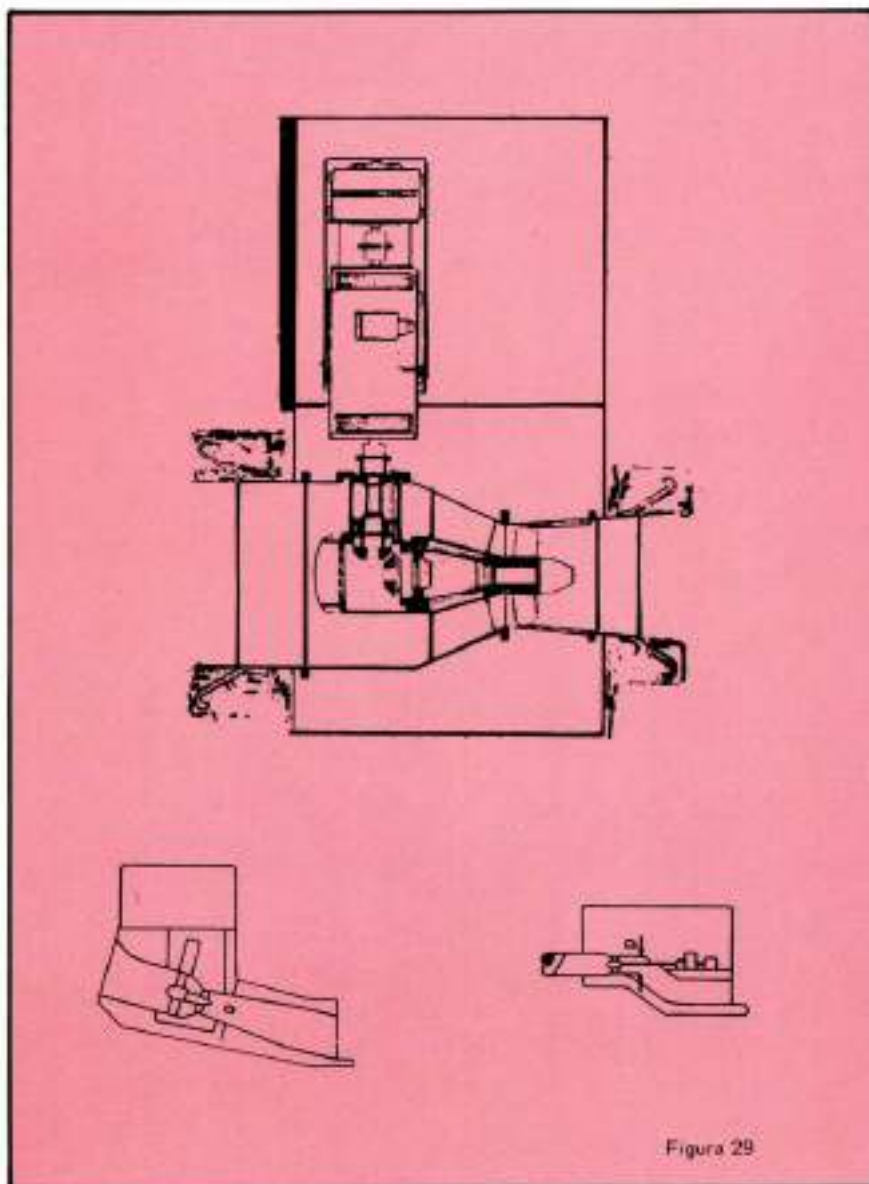


Figura 29

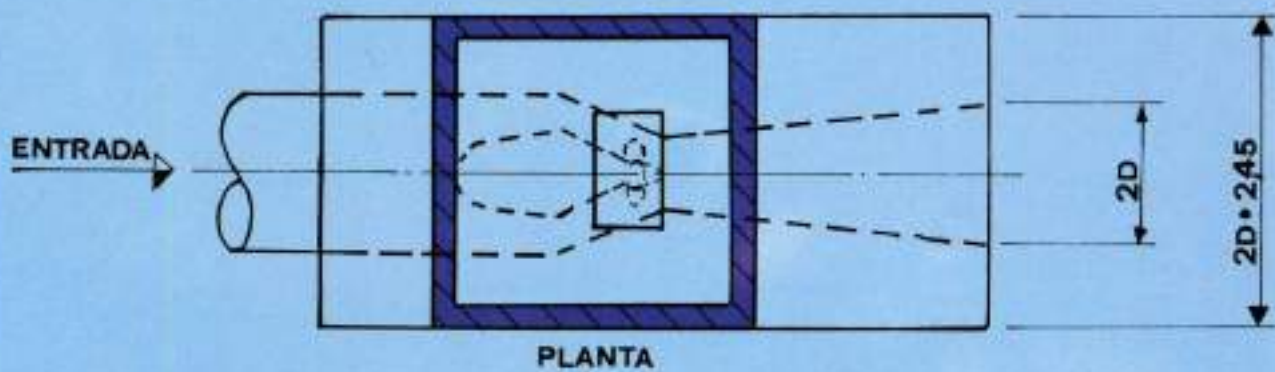
### A.2.2. Turbinas Bulbo

Un paso más avanzado en la integración de las turbinas en las conducciones de agua, lo constituyen los grupos bulbo en los que el generador se coloca también en dicha conducción dentro de una envolvente estanca al agua (bulbo).

Lo mismo que las turbinas tubulares, el bulbo tiene una velocidad específica más elevada que el grupo clásico, ya que debido a su disposición axial, la rotación del agua es más reducida por la disminución considerable de los ángulos de inyección. Mientras

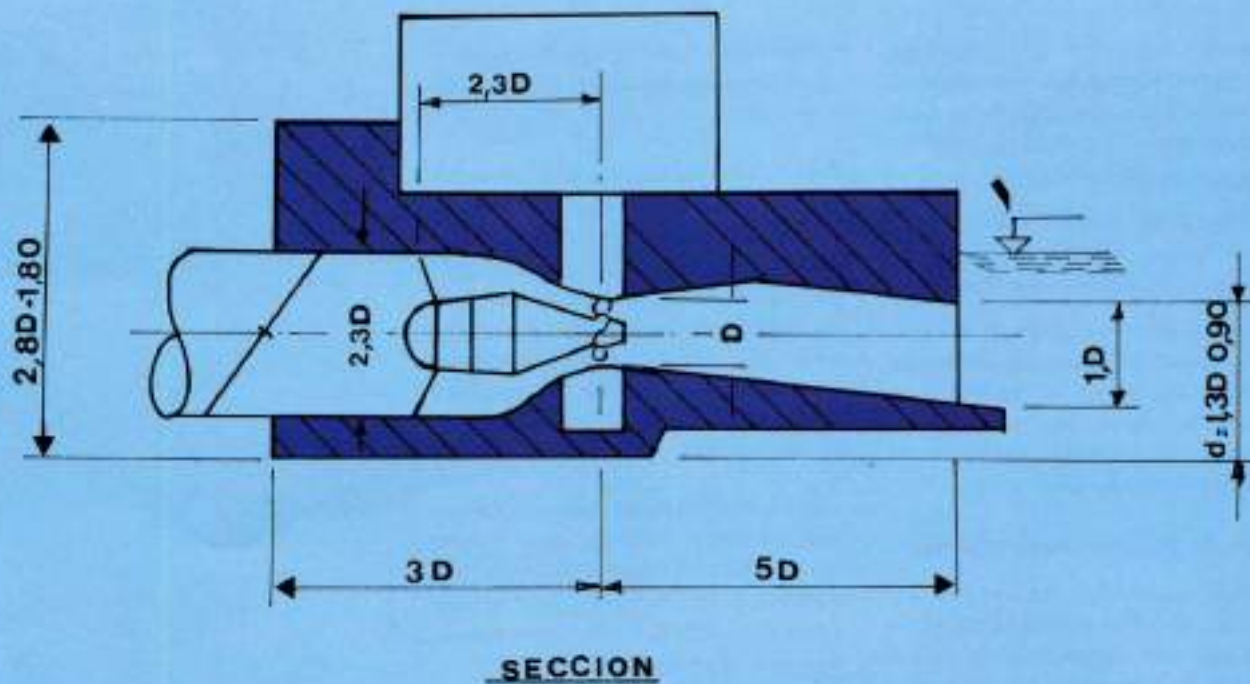
que con las cámaras espirales no se permiten ángulos de inyección inferiores a 30°, la solución bulbo permite normalmente ángulos de 15 a 20°. Asimismo, la restitución del agua tiene lugar con un tubo difusor divergente (aspirador) rectilíneo, con lo que la recuperación de la energía cinética del agua a la salida del rodete (energía que representa del 60 al 70% de la energía total en los pequeños saltos) se hace en mejores condiciones hidráulicas que con los tubos aspiradores acodados (Fig. 31).

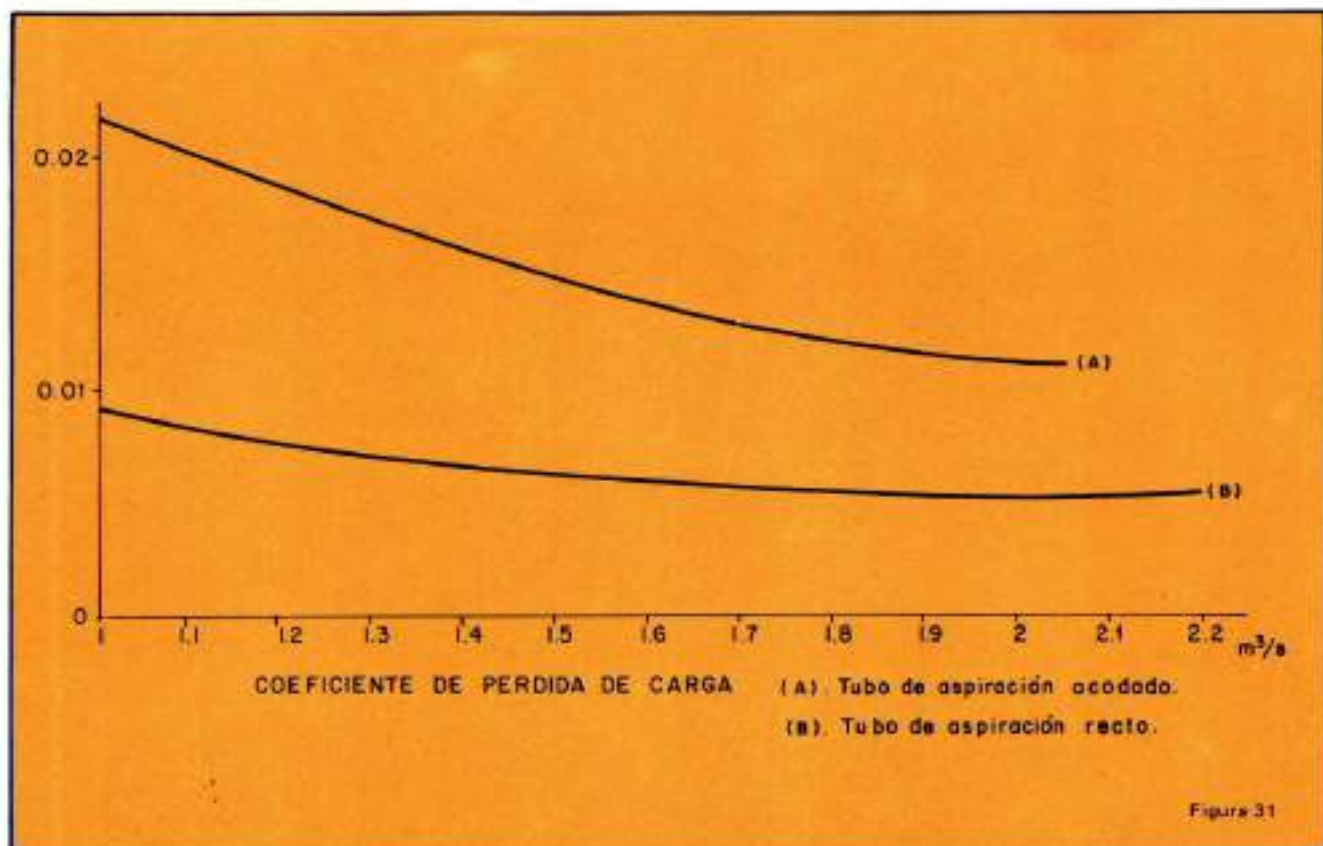




**NOTAS:**

1. D = Diámetro de salida del rodete
2. Todas las dimensiones en metros
3. d = Profundidad de excavación





Todo ello hace que el rendimiento del grupo bulbo sea aproximadamente un 2% superior al de la turbina vertical y un 1% más elevado que el de la turbina tubular.

El grupo bulbo puede diseñarse con álabes fijos o móviles y disponer de directrices fijas o distribuidor.

Gracias al diseño compacto del grupo, la obra civil necesaria se reduce notablemente; por el contrario, el tiempo de intervención de mantenimiento es más elevado debido a una accesibilidad más difícil.

#### A.2.3. Turbinas anulares (Straflo)

Se puede considerar derivada de una turbina tubular en la que se ha eliminado el eje de accionamiento del generador. El rotor del alternador está montado en la periferia de los álabes del rodete, estando el estator en la parte exterior del anillo; de esta forma se consigue que el alternador es-

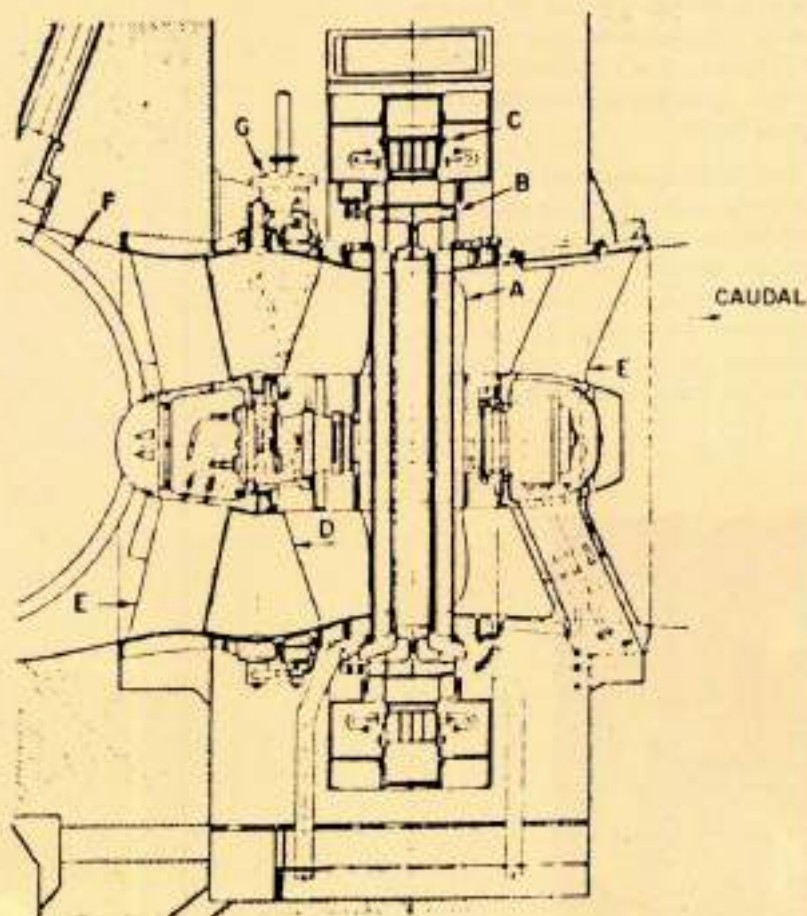
té fuera de la conducción de agua, lo mismo que en las turbinas tubulares (Fig. 32).

Esta turbina ha sido desarrollada por la empresa Escher Wyss Ltd. de Zurich, y tiene el nombre comercial de Straflo. Un punto crítico del diseño lo constituye la junta del rotor que evita las fugas de agua hacia el interior del anillo del alternador, estableciendo los límites de diámetro del rodete y altura de salto admisibles en este tipo de turbinas.

Las instalaciones en servicio tienen normalmente rodetes con álabes fijos, pudiendo llevar directrices fijas o distribuidor (también puede utilizarse un distribuidor de cierre parcial asociado a una válvula de cierre).

El rendimiento es similar al de los grupos bulbo y también las dimensiones de la obra civil de la central, como se indica en la figura 30. Para





GRUPO STRAFLO

- A. PALAS.
- B. ROTOR GENERADOR.
- C. ESTATOR GENERADOR.
- D. DISTRIBUIDOR.
- E. SOPORTES GUIA.
- F. VALVULA MARIPOSA.
- G. SERVOMOTOR COMPUERTA.

Figura 32

la estimación del diámetro de salida del rodete, se utiliza la figura 27.

## B. Turbinas de impulsión

### B.1. Turbinas Pelton

Una turbina Pelton consiste en una rueda de álabes que gira en el aire y se mueve por el impacto sobre ellos de uno o varios chorros libres procedentes de las toberas, en los que la energía total del salto se convierte en energía cinética. La utilización de las turbinas Pelton en las minicentrales hidráulicas no es muy frecuente, ya que, en general, no es competitiva con las turbinas de reacción para saltos de valor inferior a 300 m. No obstante, en determinadas condiciones hidráulicas o por consideraciones de protección contra sobrepresiones, es posible que esta solución deba ser considerada para saltos muy inferiores, hasta de 30 a 50 m (Fig. 33).

El número de componentes de una turbina Pelton es mucho más reducido que el de las de reacción, estando limitados a la tobera y el rodete.

#### Rendimiento

El rendimiento de estas turbinas es muy elevado, normalmente del 90% y superiores; además, la curva de rendimientos en función de la carga es muy plana, de forma que las turbinas Pelton de un inyector pueden funcionar correctamente con un 20% de la potencia nominal. Si la turbina tiene varios inyectores, el margen de funcionamiento puede ser aún mayor, ya que se puede variar el número de chorros de operación.

#### Toberas

Son los dispositivos que producen el chorro que actúa sobre los álabes. En ellos el agua sale a la presión atmosférica y contiene una energía cinética equivalente a la energía total del salto. Dispone de una aguja accionada por un dispositivo oleohidráulico que permite regular el caudal y por tanto la potencia de la turbina.

Para poder realizar una parada de emergencia, se equipa la tobera con un deflector que es capaz de desviar el ahorro de los álabes del rodete hacia la pared del pozo. De esta forma se puede eliminar rápidamente la carga de la turbina sin que aparezcan golpes de airete en la tubería forzada, que no necesita, pues, chimenea de equilibrio. El cierre posterior se realiza con la velocidad requerida para eliminar sobrepresiones, por medio de la aguja de la tobera.

En caso de turbinas con carga constante, el deflector puede actuar como elemento de regulación accionando la aguja manualmente y el deflector deriva parte del chorro para carga reducida.

#### *Rodete*

En las turbinas modernas el rodete

suele ser una única pieza de fundición. La solución de fijar los álabes, contruidos separadamente, a la rueda por medio de tornillos es más económica, pero presenta riesgo de averías muy importantes en caso de desprendimiento de un álabe.

Con respecto a los rodetes de las turbinas de reacción, el rodete Pelton tiene la enorme ventaja de no presentar problemas de cavitación; por el contrario, si el agua contiene arena o limo, el desgaste del rodete Pelton es mayor.

El rodete debe colocarse por encima del nivel máximo de desagüe; esto representa una pérdida de salto que porcentualmente no es importante ya que estas turbinas se aplican precisamente para saltos grandes y la ausencia del tubo de aspiración representa una economía apreciable.



Figura 33



## Montaje

El montaje puede ser horizontal o vertical. Para el margen de potencias correspondiente a las minicentrales, el montaje suele ser horizontal, ya que el menor coste de los generadores con esta disposición compensa la mayor superficie necesaria. Para las grandes unidades con varias toberas, suele ser preferido el montaje vertical.

## B.2. Turbinas de flujo cruzado (Ossberger)

Una turbina de flujo cruzado es una turbina de tipo de chorro libre con campo de admisión parcial. Es fabricada por Ossberger Turbine Fabrik AG con el nombre comercial de Ossberger.

El principio de funcionamiento puede ser definido como de doble impulsión (Figs. 34 y 35). El chorro libre atraviesa la corona de álabes del rotor cilíndrico creando una primera impulsión desde el exterior hacia el interior, y una segunda desde el interior hacia el exterior, una vez que el chorro ha atravesado el espacio interior del rotor.

Las aplicaciones actuales corresponden a caudales de 20 a 10.000 l/s y saltos de 1 a 200 m con una potencia máxima por unidad del orden de 1.000 CV. El diámetro máximo de los rotores instalados es del orden de 1,20 m.

## Rendimiento

El rendimiento es del orden del 85%, un 5% inferior al de las Pelton, y tiene un amplio margen de funcionamiento con rendimiento prácticamente constante gracias a la válvula de guía, situada a la entrada, que dirige el chorro a una zona limitada o a la totalidad del rotor, dependiendo del caudal disponible (Fig. 36).

## Tubo de aspiración

Esta turbina está equipada con un tubo de aspiración troncocónico de tal forma que la presión en la cámara es

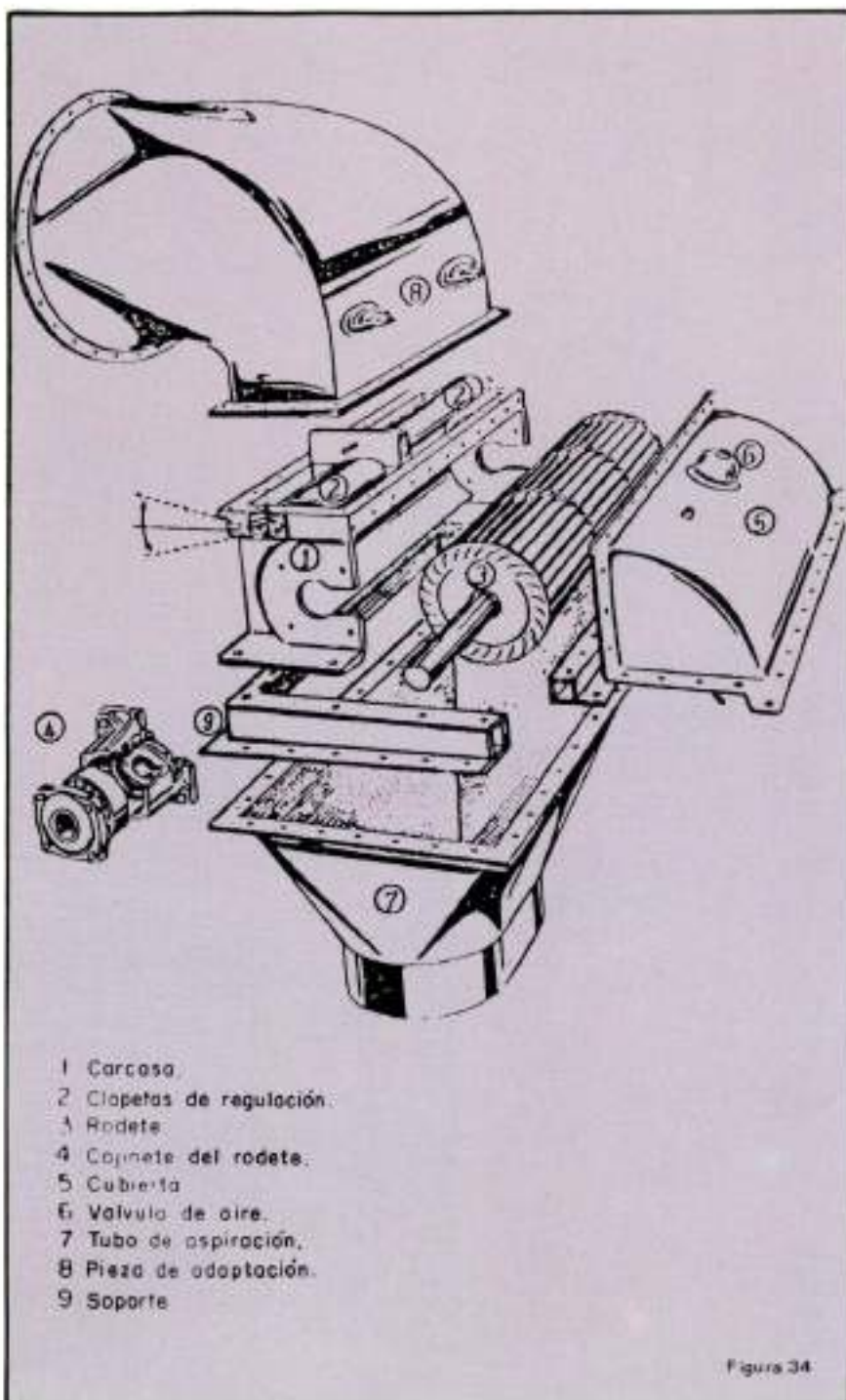
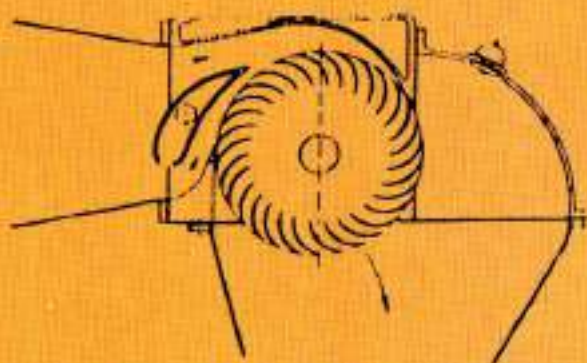
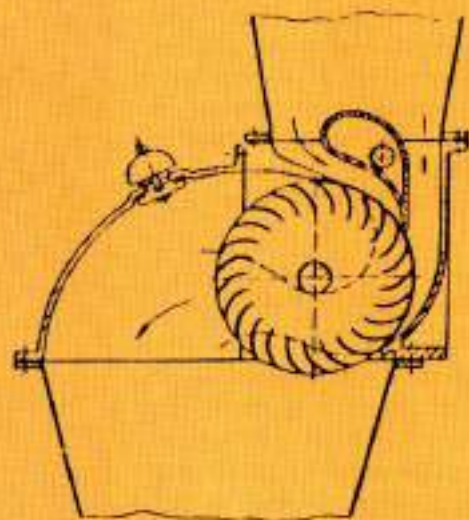


Figura 34

inferior a la atmosférica, recuperando así el salto correspondiente a la diferencia de cotas entre el eje de la misma y el nivel de desagüe, salto que se pierde en la turbina Pelton. La presión en la cámara se regula por medio de una válvula ajustable de entrada de aire.



DISTRIBUCION FLUJO CON ADMISION HORIZONTAL



DISTRIBUCION FLUJO CON ADMISION VERTICAL

Figura 35

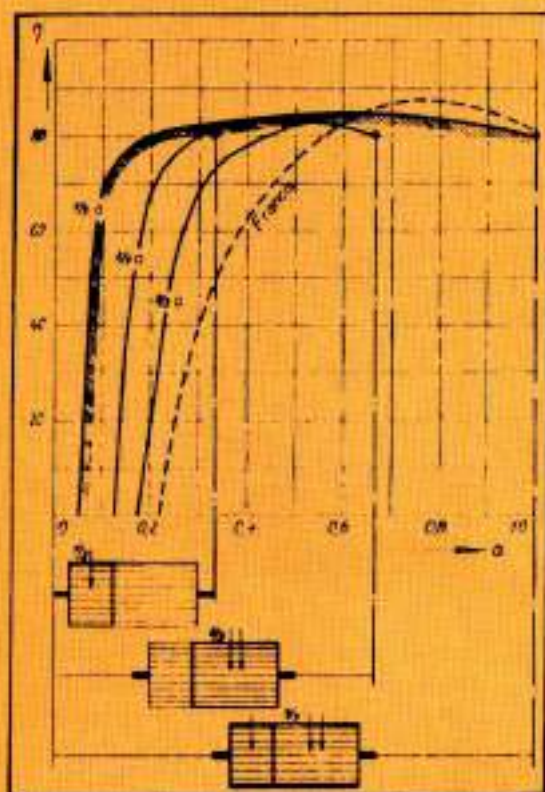


Figura 36



### Obra civil

En la figura 37 se indican las dimensiones aproximadas de la obra civil necesaria, en función de la potencia del grupo en MW.

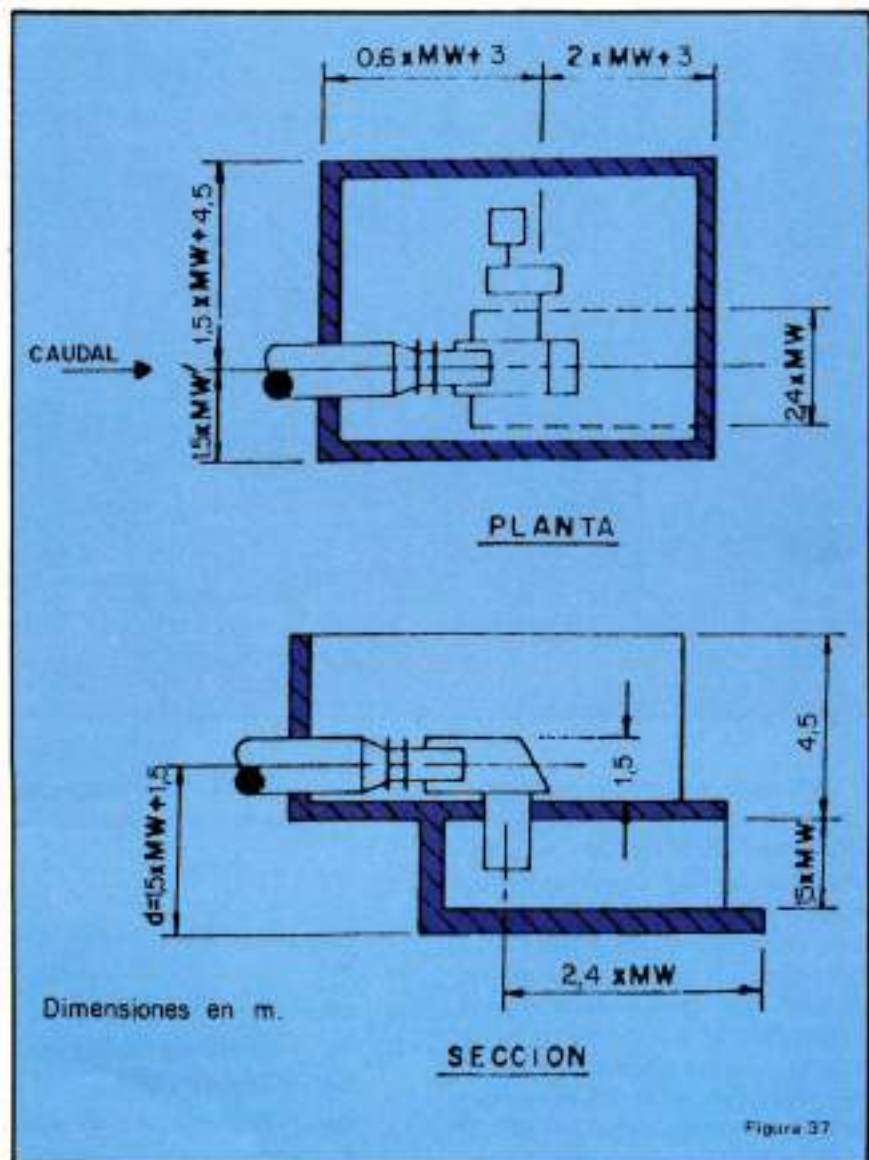
### Curvas de rendimiento de las turbinas

Para los estudios de viabilidad de un aprovechamiento hidroeléctrico es necesario efectuar el cálculo de la energía anual que dicha instalación puede proporcionar. Para ello, y dada la variabilidad tanto del caudal como del salto a lo largo del tiempo, es necesario conocer el rendimiento de

la turbina proyectada en función de dichos parámetros. El rendimiento global del generador, transformador y auxiliares puede estimarse en un 95% y en caso de utilizar un multiplicador de velocidad, en un 93%, debido a las pérdidas mecánicas de ese dispositivo.

### 1. Rendimiento en función del caudal con el salto de diseño

La figura 38 indica los rendimientos de los diferentes tipos de turbinas considerados en el apartado anterior. Las curvas de la parte superior muestran la variación del rendimiento



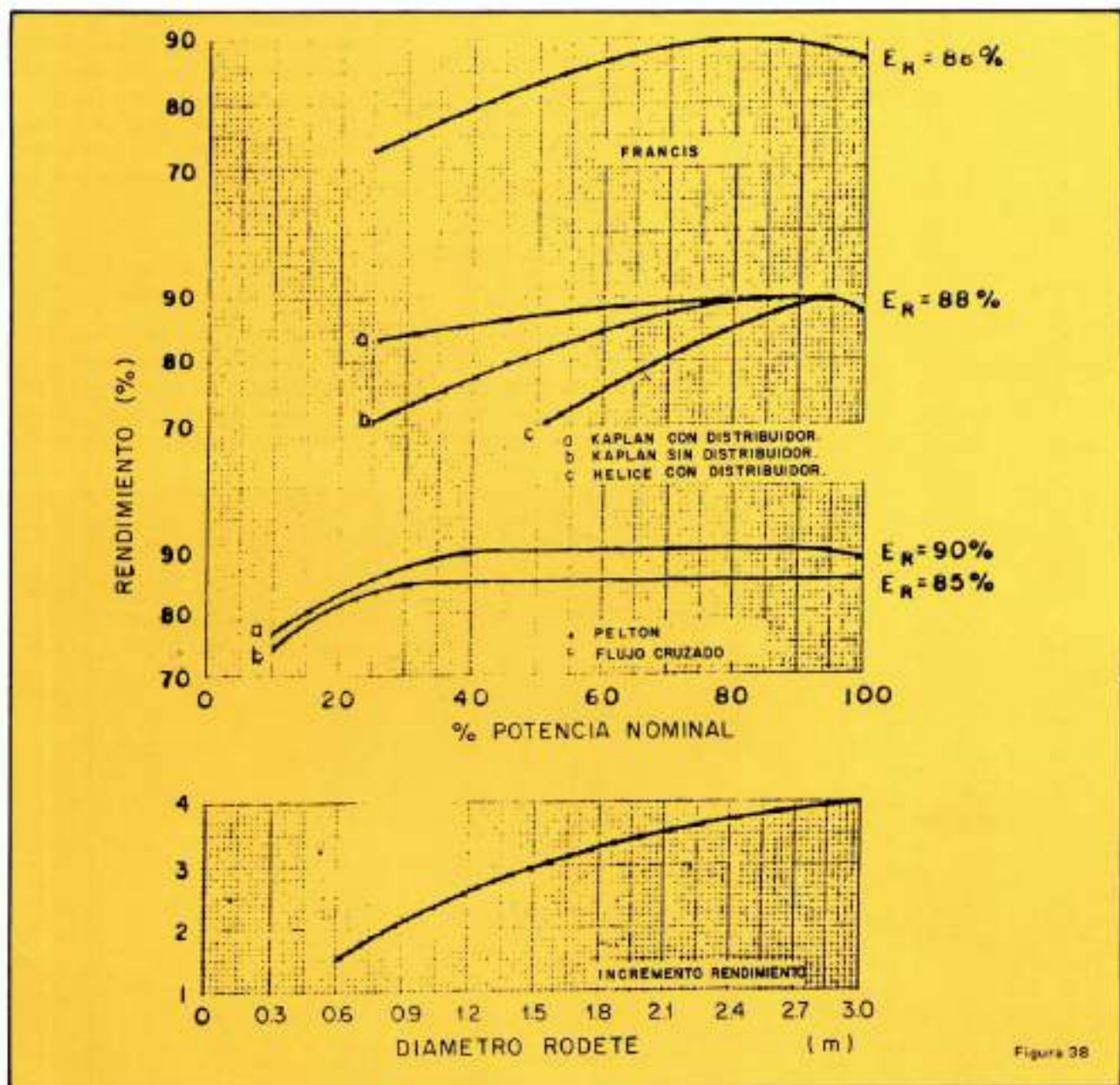


Figura 38

to para distintas condiciones de carga, en turbinas con un diámetro de salida del rodete de 300 mm y con una altura de salto constante e igual a la de diseño  $H_R$ . Las turbinas de reacción tienen rendimientos nominales mayores a medida que aumenta su tamaño, y con la curva inferior se puede estimar el aumento de rendimiento correspondiente a diámetros de rodete superiores (diámetros que se determinan en las figuras 25 y 27 para los distintos tipos de turbinas).

La potencia nominal de la turbina, en kW corresponde a la expresión:

$$kW_R = Q_R \times H_R \times E_{RT} \times E_{RG} \cdot 9,81 \text{ (kW)}$$

con

$kW_R$  = Potencia nominal (kW)

$Q_R$  = Caudal nominal ( $m^3/s$ )

$H_R$  = Salto de diseño (m)

$E_{RT}$  = Rendimiento nominal de la turbina (con  $H$  y  $kW_R$ )

$E_{RG}$  = Rendimiento nominal del generador.



2. Rendimientos en función del caudal con saltos distintos al de diseño

Las figuras 39 y 40 muestran las características normalizadas de rendimiento para turbinas Francis, Kaplan con distribuidor, Kaplan sin distribuidor y hélice con distribuidor. A partir de dichas curvas, la potencia de salida del generador para unas condicio-

nes dadas ( $Q/Q_R$  y  $H/H_R$ ) se obtiene a partir de la expresión:

$$P = \frac{1}{100} (\%kW_R) \times kW_R \text{ (kW)}$$

Las líneas llenas superior e inferior corresponden a los límites de funcio-

namiento dentro de los límites de garantía; la superior corresponde a los valores máximos de apertura (cavitación), mientras que la inferior representa el límite de funcionamiento (vibración y/o variaciones bruscas de potencia). El límite de potencia ( $\%kW_R$ ) se establece a partir de las condiciones normales de sobrecarga de los generadores (115%).

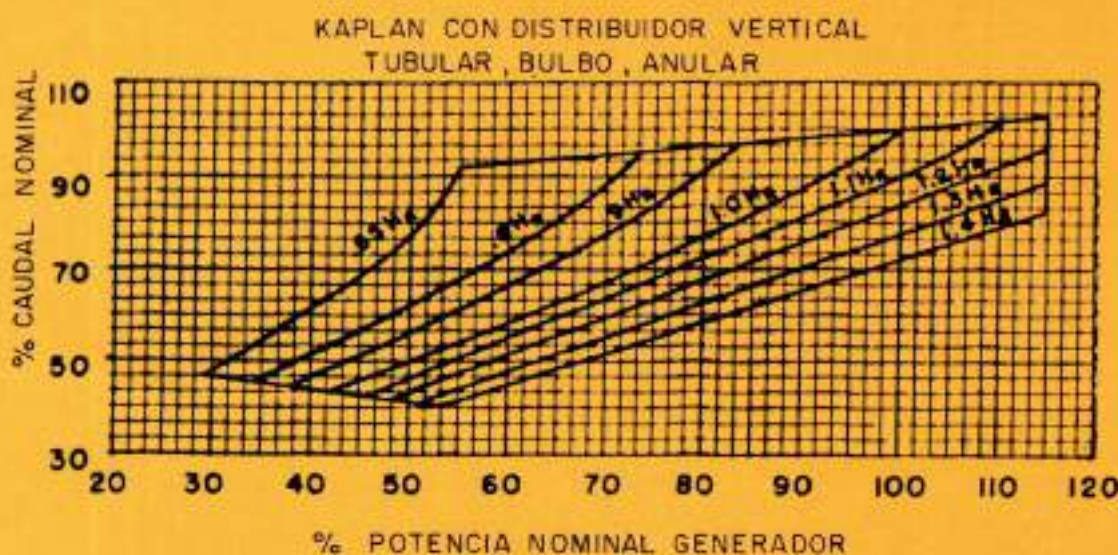
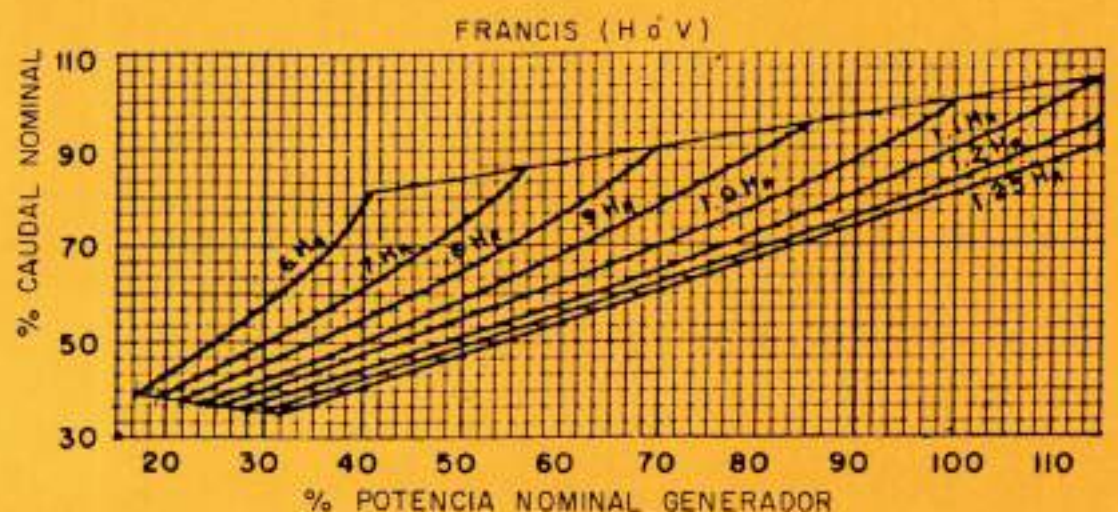
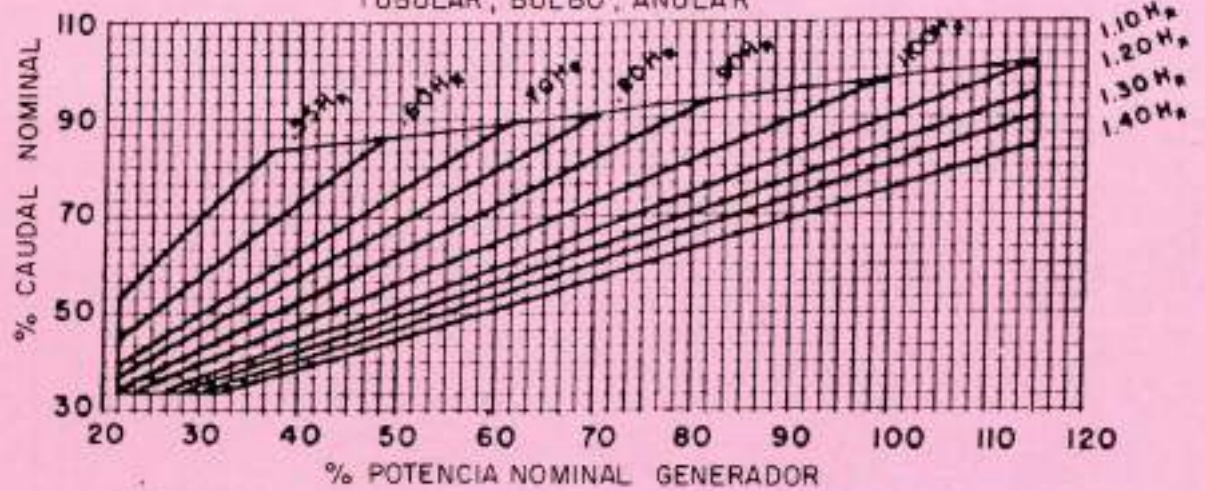


Figura 39



KAPLAN SIN DISTRIBUIDOR VERTICAL  
TUBULAR, BULBO, ANULAR



HELICE CON DISTRIBUIDOR VERTICAL  
TUBULAR, BULBO, ANULAR

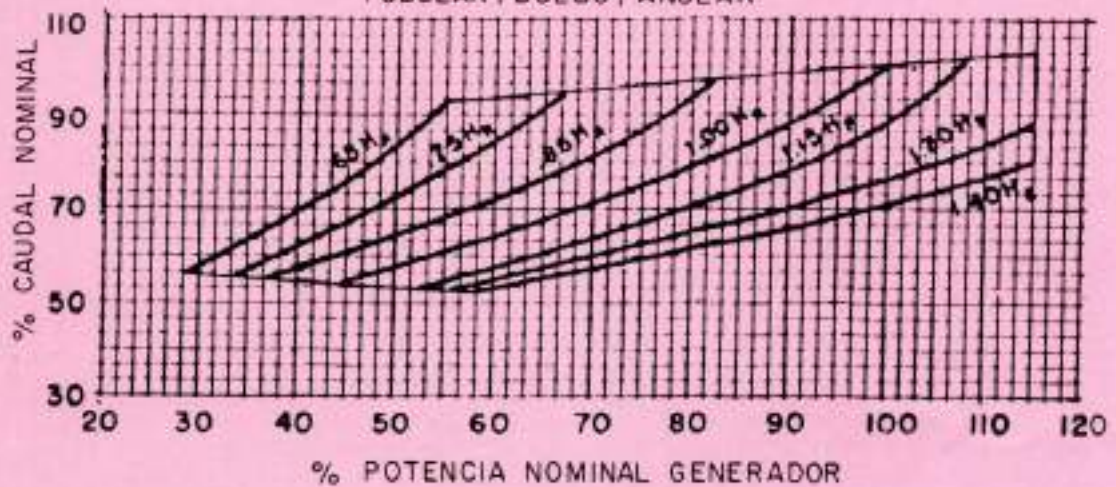


Figura 40



## GENERADORES ELECTRICOS

El generador eléctrico es un convertidor electromecánico que transforma la energía mecánica recibida de la turbina en energía eléctrica disponible en sus bornes. El acoplamiento entre los sistemas mecánico y eléctrico se realiza por medio de un campo magnético concatenado con los devanados fijo y móvil (estático y rotórico), teniendo lugar la conversión de energía por medio de los fenómenos de inducción electromagnética. El sentido de la conversión de energía (sistema mecánico → sistema eléctrico en los generadores, y sistema eléctrico → sistema mecánico en los motores) es perfectamente reversible y depende de las condiciones energéticas exteriores a la máquina eléctrica. Más aún, en cualquiera de los dos sentidos de transferencia de energía, la máquina eléctrica permite una reacción sobre el sistema que suministra la energía sin cuya reacción dicha transferencia no podría tener lugar (par antagonista opuesto al par de la máquina motriz-turbina en el funcionamiento como generador, y fuerza contraelectromotriz en el funcionamiento como motor) (Fig. 41).

Existen dos tipos de generadores que pueden ser utilizados en las minicentrales hidroeléctricas: el síncrono, empleado sin excepción en todas las grandes unidades, y el asíncrono o de inducción. En el generador síncrono la conversión de energía tiene lugar solamente a una velocidad de-

terminada, llamada velocidad de sín-

cronismo:  $n_s = \frac{60 f}{p}$  r.p.m.;  $f$  = fre-

cuencia en Hz y  $P = n \cdot$  de pares de polos de la máquina). En el generador asíncrono la conversión de energía tiene lugar para cualquier velocidad  $n > n_s$ , aunque para que el rendimiento sea elevado es necesario que la diferencia  $n - n_s$  sea muy reducida (pérdidas en el cobre del rotor  $P_{Cu_2} = sP_g$ , con deslizamiento

$S = \frac{n - n_s}{n_s}$ , y  $P_g$  = potencia del campo giratorio).

Potencia (kVA)	Velocidad (r.p.m.)	Coste (PTA.)
600	1.500	1.400.000
600	1.000	2.100.000
600	750	2.500.000

Un problema de diseño importante que afecta tanto a los generadores síncronos como a los asíncronos, es la elección de la velocidad de diseño del generador. Es bien sabido que el coste de un generador de una potencia determinada depende casi linealmente de la inversa de la velocidad ya que el volumen cúbico del inducido es función del par electromagnético. Como ejemplo, se indican las cifras de coste actual de un generador asíncrono de 600 kVA, 380 V con distintas velocidades.

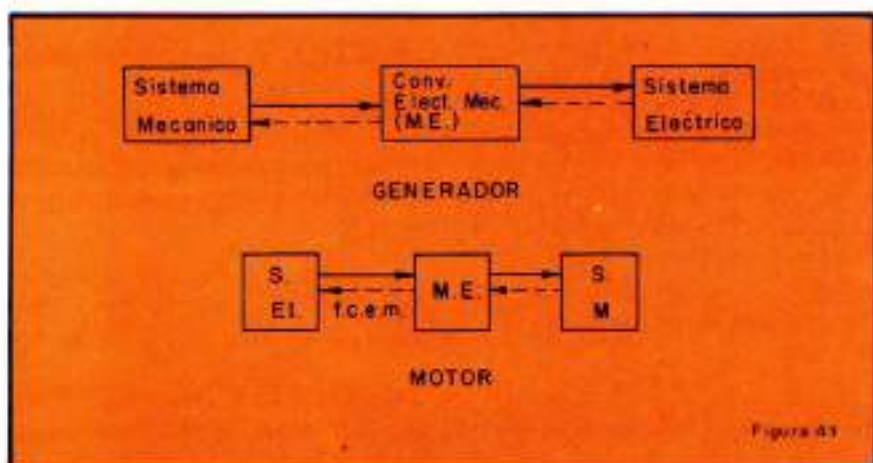


Figura 41



Normalmente se elige como velocidad del grupo 750 ó 1.000 r.p.m., lo que exige instalar un multiplicador de velocidad, cuyo coste y pérdidas asociadas es necesario hacer intervenir en el balance económico. En el caso de que la velocidad de la turbina fuese relativamente elevada (p. e. 600 r.p.m.) el acoplamiento directo del generador a la turbina puede ser la solución más conveniente.

### Generadores síncronos

Los generadores síncronos tienen una velocidad de giro rígidamente definida por la frecuencia y el número de polos, y necesitan una fuente de c. c. para la alimentación de las bobinas de excitación de los polos inductores situados en el rotor. Los sistemas de excitación utilizados actualmente, responden básicamente a los dos conceptos siguientes:

1. Autoexcitación estática. La alimentación de las bobinas inductoras se toma de la propia energía eléctrica generada en forma de c. a., transformándola en c. c. con un dispositivo estático, generalmente de tiristores, para regular la excitación (Fig. 42).

2. Excitación con diodos giratorios (Brushless). La alimentación del circuito de excitación se realiza por una generatriz de c. a. invertida (polos inductores en el estator, y generalmente de frecuencia media 400 Hz) accionada por el mismo eje que el alternador y rectificación por medio de un puente de diodos situado en el eje común (diodos giratorios) (Fig. 43).

Los sistemas de regulación y control necesarios, regulación de tensión, de velocidad, equipo de sincronización, dependen de los modos de funcionamiento previstos (aislado, en paralelo con la red, mixto) y serán analizados en el apartado correspondiente.

### Generadores asíncronos o de inducción

Los generadores asíncronos, cuya constitución es idéntica a la de los motores asíncronos de jaula de ardilla

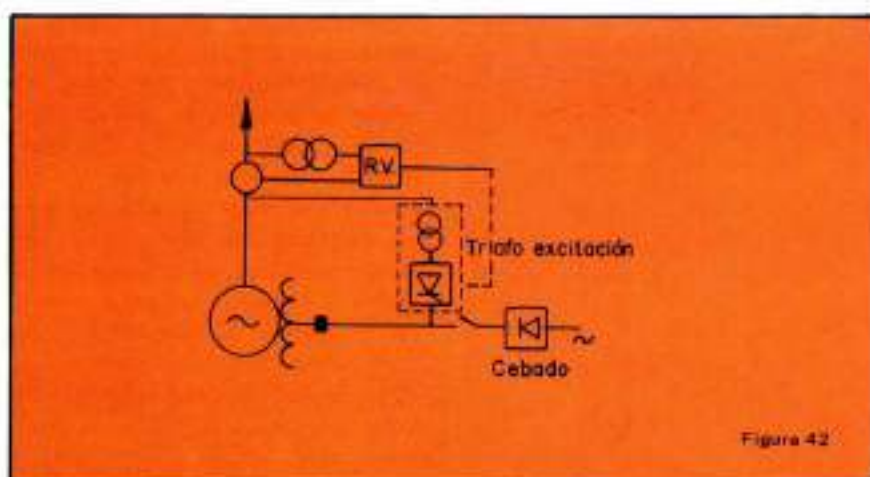


Figura 42

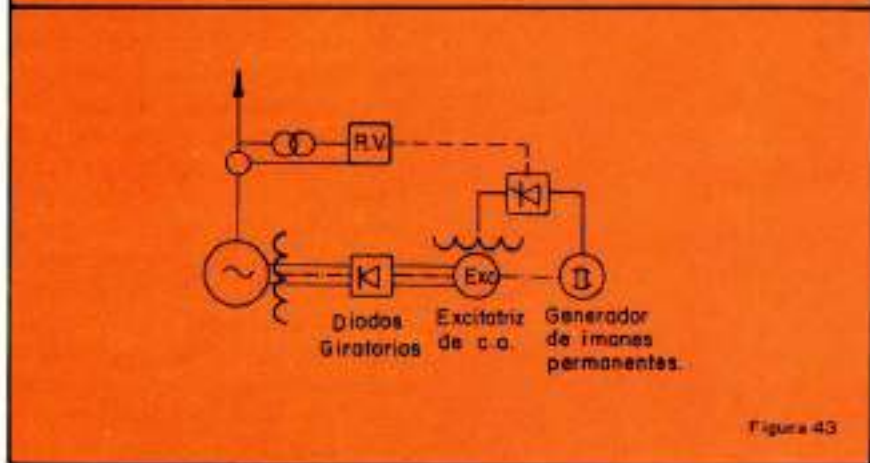


Figura 43

lla funcionando a una velocidad superior a la de sincronismo, si bien no son utilizados en las grandes unidades generadoras, presentan un gran atractivo en el caso de las minicentrales hidroeléctricas gracias a su robustez y gran simplicidad de utilización que compensa las desventajas derivadas de un menor rendimiento.

Entre sus ventajas se pueden destacar:

1. Tienen un rotor de jaula de ardilla de gran robustez mecánica y no necesitan, en consecuencia, anillos ni escobillas.
2. La potencia magnetizante necesaria se suministra por la red a la que están conectados. Si bien ello se traduce en que se comportan como receptores inductivos, se puede disponer en paralelo un banco de condensadores estáticos controlados por ti-

ristores, de forma que pueden suministrar potencia reactiva regulada a la red (de forma similar a los generadores síncronos actuando sobre la excitación).

3. La velocidad está fijada por la red a un valor ligeramente superior a la de sincronismo. No necesitan reguladores de velocidad.

4. El acoplamiento a la red se realiza con dispositivos muy similares. El grupo se lleva a una velocidad próxima a la de sincronismo (detección por un relé tacométrico), y se conecta a la red por medio del interruptor automático (o contactor) de grupo.

Hay que señalar, no obstante, que los generadores asíncronos están sometidos a unas sollicitaciones mecánicas y eléctricas más duras que los motores asíncronos, por lo que el diseño debe ser más exigente que el de los motores normalizados.



Las solicitaciones más frecuentes son debidas a:

- Corrientes transitorias en el acoplamiento de muy corta duración y elevada intensidad (hasta 10 In), especialmente si la detección de velocidad no es muy precisa. Estas corrientes transitorias, si bien no producen solicitaciones térmicas apreciables, se traducen en esfuerzos electrodinámicos importantes.
- Embalamiento, con una velocidad determinada por la instalación hidráulica (del orden de 2 a 2,5 veces la velocidad nominal) y posibilidad de funcionamiento en este régimen anormal durante varias horas al tratarse de instalaciones sin personal permanente. Esta condición influye en el diseño de los rotores así como en la elección de los rodamientos.
- Sobretensiones de origen atmosférico transmitidas a través de las líneas aéreas, o bien debidas a la desconexión de los condensadores conectados en paralelo.

El nivel de tensión nominal de estos generadores suele ser del de baja tensión (380 V a 500 V) para potencias de hasta unos 700 a 1.000 kW. Para potencias superiores, el balance económico global es favorable a la solución en media tensión (3.000, 5.500 ó 6.000 V). El tipo de protección normalmente utilizado para máquinas funcionando en interior es el IP23, y la clase térmica del aislamiento, F (calentamiento de 100 °C medido por resistencia, para una temperatura ambiente de 40 °C). Dado que estos grupos funcionan a máxima carga en períodos de caudales máximos, coincidentes con temperaturas reducidas en nuestra climatología, el generador es capaz de funcionar en sobrecarga (p. e. 1,1 Pn para una temperatura ambiente de 20 °C).

En el Anexo III se muestran las características y dimensiones de generadores asincronos normalizados de un gran constructor europeo.

Los sistemas de control utilizados en las minicentrales difieren sustancialmente de los correspondientes a las grandes unidades, no sólo en que las exigencias de precisión son menos apremiantes, sino también en que, y ello es más importante, dependiendo del tipo de generador y de las condiciones de funcionamiento, algunos de los equipos pueden ser simplificados de forma sustancial si bien no totalmente suprimidos.

Los bucles de control y sistemas de supervisión y mando principales en una minicentral hidroeléctrica, son los siguientes:

### Control de la turbina

- Regulador de velocidad, para centrales con grupos sincronicos en funcionamiento aislado.
- Regulación de nivel, para centrales con grupos sincronicos o asincronicos en paralelo con la red.

### Control del generador

- Regulador de tensión para grupos sincronicos en funcionamiento aislado, que se pueden convertir en reguladores de potencia reactiva si el grupo funciona en paralelo con la red.
- Equipo de sincronización, en caso de grupos sincronicos en funcionamiento en paralelo con la red. En caso de que el generador sincrónico disponga de un devanado amortiguador (amortiguador Leblanc) y con grupos asincronicos, el acoplamiento a la red puede realizarse con un relé de medida de velocidad (relé taquimétrico).

### Mando y supervisión de la central

El cuadro de mando y control es utilizado principalmente durante el período de puesta en marcha y por el equipo de mantenimiento desplazado a la central en caso de avería en la misma. Dispone de interruptores de mando, lámparas de señalización, anunciadores de alarma, esquema sinóptico, aparatos de medida y re-





gistradores, relés de protección y relés auxiliares.

El nivel de automatización puede ser total, es decir, tanto para el arranque como la parada, o solamente automatismo a la parada, provocada generalmente por actuación de alguna de las protecciones de la central. La realización del sistema de automatismo puede hacerse con técnica cableada (relés electromecánicos o estáticos), o con técnica programada basada en la microinformática industrial (microprocesador). Cuando se utiliza un sistema de automatismo con microcomputador, las funciones de automatismo secuencial y supervisión de señales digitales ocupan una reducida fracción de la capacidad de tratamiento del mismo, de forma que el microcomputador puede sustituir los relés electromecánicos de protección (frecuencia, tensión, sobrecorriente, retorno de potencia, etc.), realizando la medida de las magnitudes correspondientes por medio de la discretización de las señales y comparación con los niveles regulables de sobrepasamiento.

El microcomputador puede efectuar también la función de registro cronológico de eventos y el seguimiento de alguna medida seleccionable a voluntad. Estas informaciones almacenadas en un soporte adecuado (normalmente cinta magnética) permiten realizar estudios técnicos (evolución de defectos concatenados) y estadísticos, por parte de los departamentos técnicos correspondientes.

Los equipos informáticos deben estar cuidadosamente protegidos contra las sobretensiones de origen atmosférico, transmitidas a través de las líneas y conducciones, así como los parásitos inducidos en dichas conducciones por las maniobras de la aparataje eléctrica. Normalmente deben preverse al menos dos niveles de antiparasitado: uno por *hardware* (separación galvánica y disminución de las capacidades parásitas) y otro por *software*, efectuando una comparación redundante de las señales recibidas.



### Protecciones

En el proyecto del sistema de protecciones de las minicentrales hidroeléctricas se sigue también un criterio de simplificación con respecto a la técnica empleada en la protección de las grandes unidades generadoras. El equipo de protección empleado, dentro de la línea de adecuación apuntada, debe procurar un compromiso razonable entre seguridad y coste, por lo que puede variar ligeramente de acuerdo con la potencia del grupo. De forma general las protecciones comprenden:

#### a) Protecciones de la línea de media tensión.

- Mínima tensión (0,85 Un).
- Máxima tensión (1,1 Un).
- Mínima y máxima frecuencia (47,5 - 51 Hz).
- Tensión homopolar (defecto a tierra).
- Corte o inversión de fases.

#### b) Protecciones eléctricas del grupo y equipos principales (transformador, condensadores).

- Masa estator (relé de tensión homopolar insensibilizado al tercer armónico).
- Máxima intensidad.
- Retorno de potencia (5% Pn).
- Calentamiento generador (detectores internos).
- Calentamiento del transformador (dos niveles, alarma-disparo).
- Buchholz del transformador (dos niveles, alarma-disparo).

#### c) Protecciones mecánicas.

- Embalamiento (relé taquimétrico).
- Temperatura de cojinetes (alternador y turbina) (dos niveles).
- Nivel y circulación del fluido de refrigeración de cojinetes y pivote (dos niveles).
- Temperatura del aceite del multiplicador de velocidad (dos niveles).

- Desconexión por protecciones de la bomba de aceite de regulación.

Los defectos se agrupan en dos categorías: 1) los que producen una parada temporal, después de la cual, con una temporización regulable, la central se pone en marcha automáticamente (si está previsto este modo de funcionamiento) y 2) los que producen una parada bloqueada, siendo necesaria la intervención del equipo humano correspondiente para efectuar la puesta en marcha de la central.

Dentro de la primera categoría se incluyen los defectos de la línea junto con el retorno de potencia y el nivel bajo en la cámara de carga; para evitar que en caso de períodos de tormenta la central arranque frecuentemente por disparo y reconexión de la línea de media tensión, se limita el número de arranques (2 ó 3) en un tiempo dado y si se alcanza este límite, debe bloquearse sin nuevo intento de arranque durante un tiempo suficiente (mínimo 1 hora).

Por otra parte, el funcionamiento de la central sin personal permanente exige que la actuación de los elementos de protección tanto eléctricos como hidráulicos presente una gran fiabilidad. Por ello puede ser necesario en algunos casos equipar el disyuntor del grupo con una segunda bobina de disparo, y mejor aún con una bobina de apertura a falta de tensión, para asegurar la separación del grupo de la red aun con falta de la corriente continua de mando. Para los elementos de interrupción del circuito hidráulico (válvulas), debe preverse un cierre por contrapeso.

### Control de la turbina y del generador

Los equipos necesarios para realizar estas funciones dependen en gran medida del tipo de generador utilizado, así como del modo de funcionamiento previsto. Por ello, en el análisis que se realiza a continuación se consideran los siguientes:

### **Caso a): Central con generador síncrono en funcionamiento en paralelo con la red**

**Control de la turbina.** Dado que la frecuencia está mantenida por la red, no es necesario un regulador de velocidad. El mando del distribuidor o inyector se realiza por medio de un servo oleohidráulico, con depósito de energía por aire a presión o contrapeso. Las órdenes de apertura o cierre del distribuidor (inyector) provienen del sistema de regulación de nivel.

**Regulación de nivel.** En el caso de las minicentrales hidroeléctricas que no disponen de embalse y con caudales que pueden variar en amplios márgenes, la regulación de nivel permite inyectar en la red una potencia eléctrica que corresponde a la potencia hidráulica disponible con el caudal instantáneo disponible. El sistema de regulación puede ser muy simple (todo o nada) entre dos niveles, o una regulación continua con acción proporcional e integral (y eventualmente derivada). El sistema discontinuo no necesita más que una detección puntual del nivel por sonda o boya, pero tiene el inconveniente de que lleva aparejada una pérdida de potencia que porcentualmente puede ser importante con saltos de pequeña altura (disminución del salto medio). La regulación continua necesita un detector analógico de nivel (por capacidad, presión, ultrasonidos, etc.), y debería tener la posibilidad de funcionamiento en "nivel/pérdida de carga" en caso de centrales que dispongan de un canal de alimentación importante.

### **Control del generador**

**Regulación del factor de potencia o de la potencia reactiva.** En caso de funcionamiento en paralelo con la red ésta fija la tensión, y la variación de la excitación modifica la potencia reactiva suministrada por el grupo. El regulador que se emplea debe funcionar como regulador de factor de potencia o de potencia reactiva

(teniendo en cuenta en este caso la limitación de la corriente de excitación admisible en el devanado inductor). Como dispositivo adicional puede haber un programador para modular en el tiempo la inyección de potencia reactiva (tarifas).

**Sincronización del grupo.** El equipo automático de sincronización puede ser similar al utilizado en los grandes grupos, es decir, con ajuste de velocidad y tensión del grupo, y avance regulable de la orden de conexión, o por medio de un relé de sincronismo. En el caso de pequeños grupos con devanado amortiguador, el arranque y conexión a la red puede realizarse de forma similar a la empleada con los grupos asíncronos. La orden de cierre del disyuntor del grupo está elaborada por un relé taquimétrico al llegar el grupo a la velocidad de sincronismo (antes de la conexión a la red el devanado de excitación está cortocircuitado a través de resistencias).

### **Caso b): Central con generador síncrono en funcionamiento aislado.**

**Control de la turbina.** En este caso el grupo debe asegurar el mantenimiento de la frecuencia de la red alimentada en cualquier condición de carga, siendo necesario, por tanto, que esté equipado con un sistema de regulación de velocidad. Puede estar constituido por un regulador de velocidad electromecánico clásico, o bien por un regulador electrónico asociado a un servomotor oleohidráulico que constituye la etapa de salida de potencia del regulador. En el caso de minicentrales que deban funcionar bien en paralelo con la red (caso a), bien de forma aislada (caso b), la regulación de nivel actuará, en el funcionamiento en paralelo, sobre el mando carga-velocidad (o el del limitador de apertura) del regulador de velocidad.

**Control del generador.** Para mantener la tensión constante dentro de los límites admisibles, debe instalarse un regulador de tensión que actúa

sobre la excitación del alternador, sea ésta estática o de diodos giratorios (Figs. 42 y 43).

Cuando se prevea que la minicentral pueda funcionar en uno u otro modo (a y b), el regulador de tensión debe tener la posibilidad de conmutar su función, mediante una orden exterior, de regulador de tensión a regulador de coseno de fi (o de potencia reactiva) y viceversa.

### **Caso c): Central con generador asíncrono en funcionamiento con la red.**

**Control de la turbina.** El mando del distribuidor (o inyector) se realiza de la misma forma que en el caso de las centrales síncronas acopladas a la red, es decir, por medio de un servomotor oleohidráulico controlado por un sistema de regulación de nivel.

### **Control del generador.**

**Regulación del factor de potencia o de la potencia reactiva.** Aunque los generadores empleados en estas minicentrales se comportan frente a la red como receptores inductivos con un factor de potencia no regulable (cuyo valor depende solamente del índice de carga y de la tensión de funcionamiento), se puede conseguir la regulación del mismo por medio de condensadores estáticos controlados de forma continua por medio de tiristores. Este dispositivo se analiza más detalladamente en el apartado correspondiente funcionamiento aislado (d).

**Acoplamiento a la red.** Para la conexión del grupo a la red, basta un detector de velocidad que suministre una señal (contacto) cuando el grupo, lanzado en vacío por la turbina, llegue a la velocidad de sincronismo. Como detector se puede utilizar, bien un relé taquimétrico mecánico, bien un relé taquimétrico eléctrico que puede estar alimentado directamente por una generatriz taquimétrica (relé voltimétrico) o constituir un detector de cero (comparación de la



tensión suministrada por la generatriz taquimétrica con una tensión estabilizada de referencia).

**Caso d): Central con generador asincrono en funcionamiento aislado.**

Este modo de funcionamiento parece, en principio, incompatible con el equipo electromecánico disponible en estas minicentrales (generador asincrono y turbina sin regulador de velocidad). No obstante, puede ser interesante como funcionamiento de emergencia durante los periodos de fallo de la red, ya que si bien el tiempo total de pérdida de líneas de media tensión por avería no es muy importante (6 a 8 averías por año, con tiempos de reposición de 3 a 12 horas por fallo), si lo es, sin embargo, la pérdida de calidad de servicio a los usuarios (pequeñas comunidades próximas o usuarios industriales autogeneradores).

Este modo de funcionamiento necesita un equipo complementario relativamente simple como se describe a continuación.

**Control de la turbina.** El mismo sistema de regulación de la carga del grupo en funcionamiento en paralelo, constituido por la regulación de nivel, puede funcionar como regulador de la frecuencia cuando el grupo funciona aislado, controlando la potencia mecánica utilizada de forma que se consiga un equilibrio permanente a la frecuencia nominal (Fig. 44).

El equilibrio permanente producción-consumo se consigue, así, actuando no sobre la potencia mecánica producida (como en el caso de los reguladores de velocidad normales), sino sobre la consumida, bien disipándola directamente en forma mecánica (freno de corrientes parásitas) o en forma eléctrica, bien derivando la energía suplementaria a un sistema de almacenamiento adecuado (p. e. sistema inercial).

**Control del generador.**

*Regulación de tensión.* Es bien sabido que una máquina asincrona, cuya excitación es suministrada normalmente por la red, puede autoexcitarse por medio de condensadores. La tensión generada en vacío depende de la característica magnética de la máquina y del valor de la capacidad conectada en paralelo. Variando esta capacidad de forma continua,

$$|C| = \frac{L_{cc} R_p^2 - L_p^2 L_{cc} \omega^2 - R_p^2 L_p}{\omega^2 L_{cc} R_p^2 L_p - R_p^2 L_p^2 \omega^2} \text{ con:}$$

$L_{cc}$  = inductancia de dispersión total de la máquina.

$R_p$  = resistencia paralelo de la carga y de pérdidas de la máquina.

$L_p$  = inductancia paralelo de la carga y magnetizante de la máquina.

$\omega$  = pulsación

se puede controlar la tensión en cualquier estado de carga de la máquina. El control de los condensadores se realiza por medio de tiristores

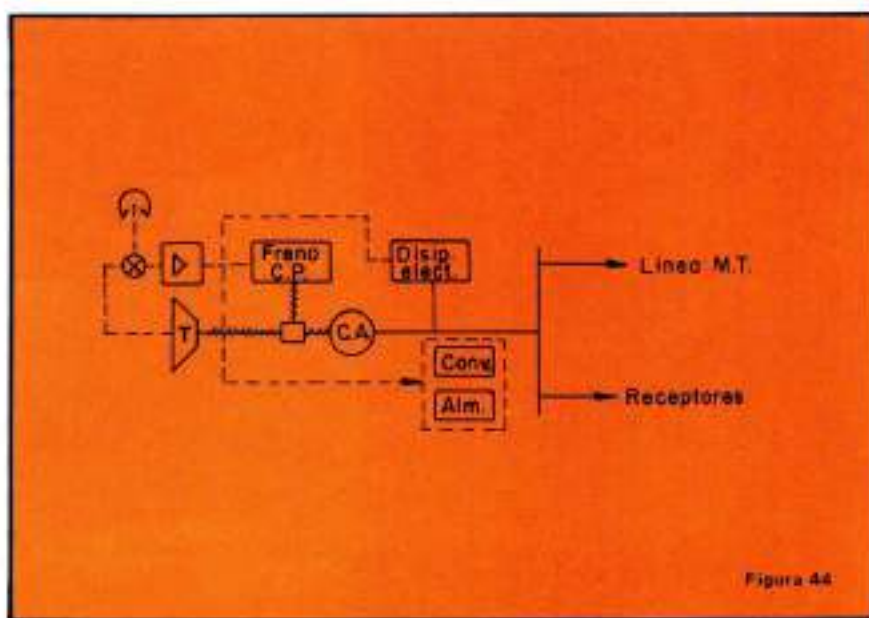


Figura 44



## EQUIPO ELECTRICO DE POTENCIA

que conectan los mismos por semiciclos completos, de forma que tanto la conexión como la desconexión se realicen en pasos por cero de la corriente capacitiva. Si es necesario, durante los semiciclos de desconexión se cargan los condensadores a la tensión de cresta mediante pulsos de corta duración, para mantenerlos al nivel de tensión conveniente para la conexión sucesiva.

Este equipo comprende dos partes diferenciadas:

a) El sistema de salida de potencia, constituido generalmente por:

- Un transformador baja/media o media/media tensión según sea la tensión de generación.
- Disyuntor de media tensión.
- Equipo de transformadores de medida de media tensión.
- La línea de distribución.

b) Un cuadro de servicios auxiliares de c.a. alimentado directamente

desde la salida del generador (baja tensión) o de un transformador de servicios auxiliares (generador de media tensión).

El transformador es normalmente de refrigeración natural en aceite, de tipo exterior con objeto de disminuir la obra civil de la central. En el caso de generación en baja tensión, podría ser interesante utilizar los transformadores normales de distribución (triángulo en media tensión) ya que, de esta forma, el tiempo de reposición de una avería que afecte al transformador de la central sería mínimo.

El disyuntor de media tensión y los transformadores de medida pueden también estar instalados en el exterior (subestación de intemperie), con objeto de disminuir los costes de la obra civil necesaria en la central; además y dado que en este tipo de instalaciones se debe tender a un máximo grado de normalización, es preciso considerar la opción de alojar toda la aparatada de media tensión en celdas metálicas de intemperie (en montaje fijo o desenchufable), solución que disminuye los costes y tiempo de montaje, al precio, evidentemente, de un mayor coste de adquisición del equipo.

En cuanto a la línea de media tensión que constituye el soporte de la transmisión de la energía eléctrica al punto de la red elegido, representa un coste que debe ser tenido en cuenta en los estudios previos, ya que puede afectar de forma importante la viabilidad económica del proyecto.

Por lo que respecta al cuadro de servicios auxiliares, la solución en montaje desenchufable permite obtener una fiabilidad de servicio elevada al disminuir considerablemente el tiempo medio de reparación.





## EQUIPOS AUXILIARES

Una minicentral hidroeléctrica necesita, además de los equipos principales analizados en los apartados anteriores, una serie de equipos auxiliares cuya adecuación a las líneas generales de diseño establecidas debe ser mantenida para obtener un conjunto armónico. Algunos de los equipos, necesarios en las grandes instalaciones, pueden ser suprimidos considerando que la operación y supervisión se realiza sin personal permanente. Para algunos equipos que no se instalan de forma permanente, puede ser necesario prever la utilización temporal de sistemas portátiles en los casos que así lo requieran.

### Limpia-rejillas automático

La necesidad de disponer de un limpia-rejillas automático varía según las condiciones de los ríos. Hay varios sistemas comerciales, siendo el de piñón-cremallera uno de los que da buenos resultados, aunque su coste es elevado. La potencia necesaria para este equipo es del orden de 4 CV para el accionamiento y unos 3 CV para la bomba de limpieza del canal. Para evitar un funcionamiento defectuoso del grupo, el detector de nivel mínimo de parada debe situarse detrás de la rejilla. La distancia entre barrotes de la rejilla es de 15 a 30 mm, pudiendo ser mayor (hasta 50 mm) si se trata de una turbina hélice.

### Compuertas y válvulas

Para aislar la turbina, en caso de avería o desconexión de la red, se puede instalar una compuerta o una válvula. Las compuertas verticales son más baratas y resultan adecuadas para pequeñas alturas de salto, inferiores a 10 m. Las válvulas de mariposa presentan una mayor fiabilidad de funcionamiento, pero es necesario considerar la pérdida de carga que provocan, de forma que la elección del sistema de cierre más conveniente no tiene una respuesta sencilla. La compuerta o la válvula de-

ben disponer de la reserva de energía suficiente (contrapeso generalmente) para poder asegurar su cierre en cualquier condición de la fuente de energía principal.

La toma debe disponer de ataguas para asegurar el cierre en caso de defecto o durante el mantenimiento de la válvula o compuerta.

### Bombas

La potencia necesaria para las bombas de drenaje (agua de fugas) es reducida, del orden de 4 CV. En el caso de centrales inundables, las bombas de achique pueden llegar a unos 25 CV, pudiendo preverse éstas portátiles.

### Ventilación

Se debe prever un ventilador central en el techo o en la pared frontal controlado por un termostato de ambiente tarado a unos 23-24 °C. La entrada de aire debe hacerse a través de filtros adecuados.

### Agua de refrigeración

Para la refrigeración de la turbina y generador se prevé un sistema doble de bombas de agua de refrigeración con los filtros adecuados. El agua se toma de la tubería forzada o bien del desagüe.

### Puente-grúa

Debido al elevado coste de estos equipos y de la infraestructura necesaria, puede ser más interesante económicamente no equipar la minicentral con un puente-grúa. Durante el montaje y las operaciones de mantenimiento se utilizarán equipos portátiles. En el caso de unidades del tamaño más elevado de la gama, puede ser necesaria una grúa pórtico, de forma que en la construcción de la central han de preverse los carriles correspondientes en la planta de generadores.

### **Protección contra incendios**

Generalmente se emplea CO<sub>2</sub> como medio extintor con actuación automática por medio de interruptores térmicos. La disposición normal consiste en un conjunto de botellas de CO<sub>2</sub> instaladas en la pared, con el tubo de descarga hasta el alojamiento del generador.

En las instalaciones de muy pequeña potencia puede prescindirse del sistema automático e instalar una serie de extintores manuales de CO<sub>2</sub>.

### **Batería, cargador y distribución de c. c.**

Se pueden emplear equipos normalizados que incluyen los distintos componentes y con capacidad para fuertes descargas de corta duración, ya que el consumo está constituido, básicamente, por bobinas de desconexión de disyuntores y bobinas de relés y contactores. Para una minicentral de tamaño medio puede ser suficiente un equipo de unos 7 A.h.

### **Alumbrado normal y de emergencia**

Debe preverse un sistema de alumbrado normal simplificado ya que el coste del mismo es bastante reducido. Para el alumbrado de emergencia, es preferible disponer de equipos autónomos portátiles.

### **Transformador de servicios auxiliares**

El transformador de servicios auxiliares necesario, en caso de que la tensión de generación no sea baja, deberá tener la potencia adecuada para los servicios previstos y que se puede estimar del orden del 3 ó 4% de la potencia de la minicentral.

Otros equipos, por ejemplo, calefacción, agua potable y servicios sanitarios no son normalmente previstos debido al modo de explotación de estas instalaciones, aunque en caso necesario, durante periodos de mantenimiento de duración excepcional, se pueden utilizar equipos portátiles adecuados.



Para efectuar una valoración aproximada necesaria para un primer estudio de viabilidad es suficiente una estimación de costes dentro de un margen de  $\pm 20\%$ . En la información que se presenta a continuación se indican los costes de diversos componentes y de la obra civil en el año 1978. Dichos costes se han contras-

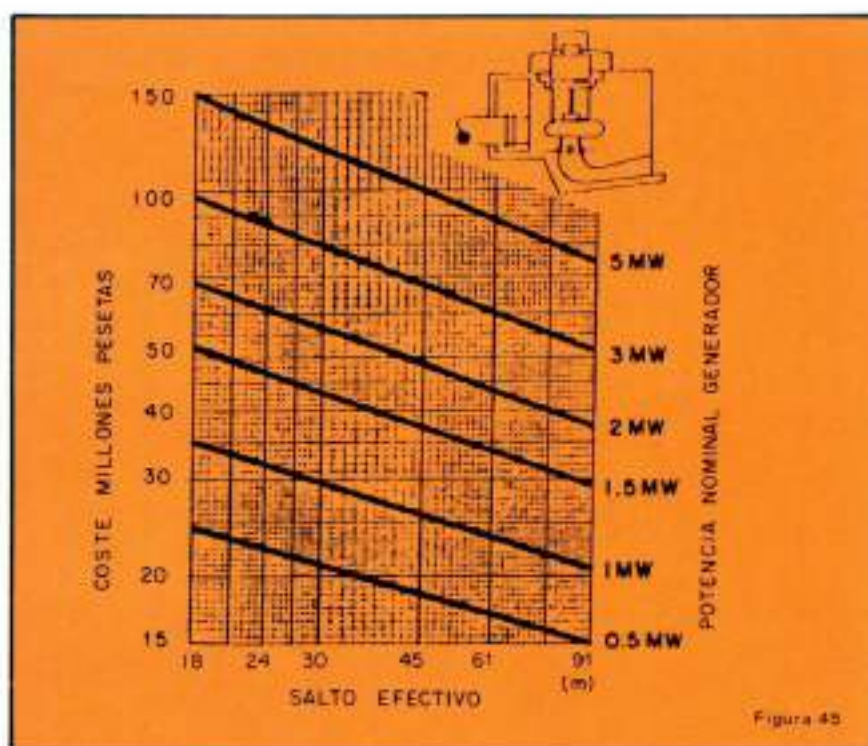


Figura 45

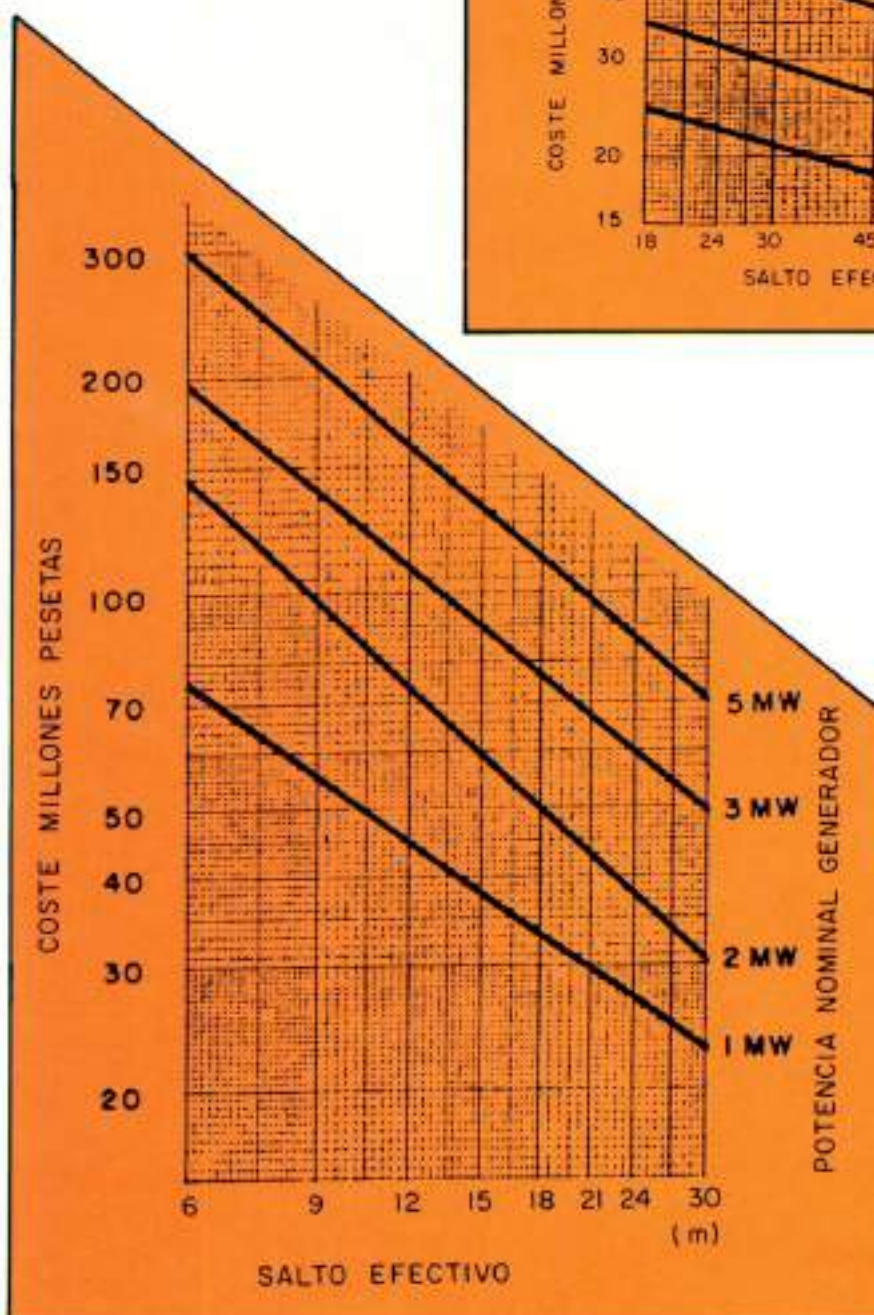


Figura 46

tado con datos obtenidos de ofertas de algunos fabricantes en España, y pueden considerarse suficientemente precisos para los anteproyectos de viabilidad. Para realizar los estudios detallados de viabilidad será necesario recurrir a ofertas específicas de los distintos fabricantes.

Coste de los equipos electromecánicos principales (Figs. 45 a 49).