



# Mini Centrales Hidroeléctricas Flotantes de Aprovechamiento Cinético

**Universidad Politécnica de Madrid**  
**Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales**  
**Departamento de Tecnología Energética y Fluidomecánica.**  
**Unidad Docente de Termotecnia**

Tutor : D. José Antonio Fernández Benítez

Alumno : Norberto Cuenca Candel

[cuencan2@cti.ecp.fr](mailto:cuencan2@cti.ecp.fr)

# Abstract

The goal of this project is to study of the possibilities of capturing a part of the kinetic energy contained in the moving water masses to produce electricity in industrial scale.

The first part of the project explains the design of the proposed floating hydro plant. This plant is has two horizontal axis rotors placed inside of a diffuser tube and completely submersed inside the current. Those tubes are hanging from the lower part of a supporting structure which floats thanks to the buoyancy provided by two side buoy skids. An electric generator, a multiplier gear box and the origin of the electric line are placed on the out water part of this structure.

This floating design allows to place the hydro plant on the maximum velocity point of the water current and simplifies transportation. Those plants will not need any kind of dam or any other obtrusive civil works that would modify the natural course of the water. Only an anchoring point is required.

The second part of the project studies the applicability of those hydro plants by exploring it's economical aspects and the existence of suitable sites to be installed.

## Agradecimientos

Me gustaría agradecer su ayuda y colaboración a D. Alfonso Palma y D. Pedro Fernández del CEDEX, D. José Carlos Tejedor de la Confederación Hidrográfica del Duero, al servicio de hidrología de la Confederación Hidrográfica del Ebro, a D. Manuel Floriano de la Confederación Hidrográfica del Guadalquivir, a D. Antonio Crespo, Catedrático de Mecánica de Fluidos, y muy especialmente a mi tutor D. José Antonio Fernández Benítez .

También me gustaría agradecer su apoyo a mi familia y amigos.

# 1 Índice

<b>1</b>	<b><u>ÍNDICE</u></b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b><u>INTRODUCCIÓN</u></b>	<b>9</b>
<b>2.1</b>	<b>ORÍGENES DEL PROYECTO</b>	<b>11</b>
<b>2.2</b>	<b>CARACTERÍSTICAS DE LAS MCHFAC</b>	<b>13</b>
2.2.1	POR QUÉ FLOTANTE?	13
2.2.2	VENTAJAS DE LA SUPRESIÓN DEL AZUD.	14
2.2.3	MODULAR Y COMPACTA	14
<b>3</b>	<b><u>ANTECEDENTES Y PRODUCTOS EN EL MERCADO</u></b>	<b>15</b>
<b>3.1</b>	<b>AQUAIR</b>	<b>15</b>
<b>3.2</b>	<b>AMAZON AQUACHARGER</b>	<b>15</b>
<b>3.3</b>	<b>PROTOTIPO DE LA NORTHERN TERRITORY UNIVERSITY</b>	<b>16</b>
<b>3.4</b>	<b>TIDAL ENERGY</b>	<b>17</b>
<b>3.5</b>	<b>CENTRAL MAREOMOTRIZ DE LA RANCE</b>	<b>19</b>
<b>3.6</b>	<b>ESTADO DEL ARTE</b>	<b>21</b>
<b>4</b>	<b><u>PRINCIPIOS TEÓRICOS Y CÁLCULOS</u></b>	<b>23</b>
<b>4.1</b>	<b>TEORÍA DE BETZ</b>	<b>24</b>
<b>4.2</b>	<b>OTROS PLANTEAMIENTOS POSIBLES. SISTEMA CON DIFUSOR</b>	<b>28</b>
4.2.1	PÉRDIDAS DE CARGA	34
4.2.2	EFFECTO DE REMANSO	37
4.2.3	RENDIMIENTO DEL ROTOR	38
4.2.4	TAMAÑO DEL DIFUSOR	40
<b>4.3</b>	<b>DISEÑO DEL ROTOR</b>	<b>41</b>
4.3.1	DISPOSITIVOS BASADOS EN EL ARRASTRE	41
4.3.2	DISPOSITIVOS DE SUSTENTACIÓN	43

4.3.3	MODELO DE CORONA DE ROTOR.	43
4.3.4	CURVAS CARACTERÍSTICAS DEL ROTOR.	45
4.3.4.1	<i>NÚMERO DE ASPAS</i>	47
4.3.4.2	<i>FORMA DE LAS ASPAS</i>	48
4.3.4.3	<i>TORSIONADO DE LAS PALAS</i>	51
4.3.4.4	<i>PROPIEDADES DEL PERFIL AERODINÁMICO EMPLEADO</i>	51
<b>5</b>	<b>MODELO PROPUESTO</b>	<b>56</b>
<b>5.1</b>	<b>VISIÓN GENERAL</b>	<b>56</b>
<b>5.2</b>	<b>ROTOR</b>	<b>58</b>
5.2.1	NÚMERO DE ASPAS.	58
5.2.2	GEOMETRÍA DE LAS ASPAS.	58
5.2.3	PERFIL.	60
5.2.4	ENSAMBLAJE.	60
5.2.5	TAMAÑO.	61
<b>5.3</b>	<b>CARCASA DEL ROTOR. DIFUSOR</b>	<b>62</b>
5.3.1	TUBO-DIFUSOR	63
5.3.2	FORMA HIDRODINÁMICA.	64
5.3.3	BORDE DE ATAQUE Y BORDE DE SALIDA.	65
5.3.4	ESTATOR	66
5.3.5	TOBERA-VENTURI	67
<b>5.4</b>	<b>FLOTACIÓN</b>	<b>69</b>
<b>5.5</b>	<b>TRANSMISIÓN Y MULTIPLICADOR</b>	<b>70</b>
5.5.1	TRANSMISIÓN DESDE EL EJE.	71
5.5.2	TRANSMISIÓN DESDE LA PERIFERIA.	73
5.5.2.1	<i>MEDIANTE CADENA O CORREA.</i>	75
5.5.2.2	<i>MEDIANTE ENGRANAJE.</i>	76
5.5.3	MULTIPLICADOR	76
<b>5.6</b>	<b>ALTERNADOR</b>	<b>78</b>
5.6.1	ALTERNADORES ASÍNCRONOS EN CONEXIÓN DIRECTA.	79
5.6.2	ALTERNADORES SÍNCRONOS Y CONEXIÓN MEDIANTE INVERSORES DE FRECUENCIA.	80
5.6.3	CRITERIOS DE ELECCIÓN	81

<b>5.7</b>	<b>PROTECCIÓN</b>	<b>83</b>
5.7.1	REJILLAS	84
5.7.2	REFUGIO	85
5.7.3	BALIZAS Y SEÑALIZACIÓN	86
<b>5.8</b>	<b>ANCLAJE Y CONEXIÓN A TIERRA</b>	<b>87</b>
5.8.1	ANCLAJE AL FONDO CON CABLE PARALELO A LA CORRIENTE	89
5.8.2	CABLE TRANSVERSAL AÉREO	89
5.8.3	CABLE TRANSVERSAL SUMERGIDO.	91
<b>5.9</b>	<b>MODULARIDAD</b>	<b>92</b>
5.9.1	ASOCIACIÓN EN PARALELO	93
5.9.2	ASOCIACIÓN EN SERIE	93
<b>5.10</b>	<b>MANTENIMIENTO</b>	<b>94</b>
5.10.1	CORROSIÓN	95
5.10.2	CRECIMIENTO DE ALGAS	95
5.10.3	ENGANCHE DE MATERIALES	95
5.10.4	ACCESIBILIDAD	96
<b><u>6</u></b>	<b><u>PLANOS</u></b>	<b><u>97</u></b>
<b><u>7</u></b>	<b><u>ASPECTOS ECONÓMICOS, VIABILIDAD</u></b>	<b><u>98</u></b>
<b>7.1</b>	<b>COSTES</b>	<b>98</b>
7.1.1	COMPARACIÓN CON MINI HIDRÁULICAS Y EÓLICAS	99
7.1.2	ESTRUCTURA DE COSTES DE LA MCHFAC	103
7.1.2.1	<i>PATINES</i>	<i>104</i>
7.1.2.2	<i>TUBO-DIFUSOR</i>	<i>104</i>
7.1.2.3	<i>CHASIS-ESTRUCTURA</i>	<i>105</i>
7.1.2.4	<i>CABLES</i>	<i>105</i>
7.1.2.5	<i>ROTOR-BUJE-ESTATOR</i>	<i>105</i>
7.1.2.6	<i>TRANSMISIÓN</i>	<i>106</i>
7.1.2.7	<i>ALTERNADOR Y SISTEMA ELÉCTRICO</i>	<i>106</i>
7.1.2.8	<i>ENSAMBLAJE</i>	<i>106</i>
7.1.2.9	<i>VARIOS</i>	<i>107</i>
7.1.3	PARQUE DE MCHFAC	107
7.1.3.1	<i>OBRA CIVIL-ANCLAJES</i>	<i>108</i>

7.1.3.2	<i>EQUIPOS ELÉCTRICOS</i>	108
7.1.3.3	<i>INGENIERÍA</i>	109
<b>7.2</b>	<b>ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA</b>	<b>109</b>
7.2.1	CONTENIDO ENERGÉTICO DE LA CORRIENTE	109
7.2.2	ESPECTRO DE VELOCIDADES DE UN RÍO.	110
7.2.2.1	<i>ESTACIONES DE AFORO</i>	111
7.2.2.2	<i>OBTENCIÓN DE VELOCIDADES</i>	112
7.2.2.3	<i>DATOS EXISTENTES</i>	112
7.2.2.4	<i>CURVA DE CAUDALES CLASIFICADOS.</i>	113
7.2.3	CURVA DE POTENCIA DE LA MCHFAC	114
7.2.3.1	<i>COEFICIENTE DE POTENCIA CP</i>	115
7.2.4	PRODUCCIÓN ANUAL	116
7.2.5	FACTOR DE CAPACIDAD	116
<b>7.3</b>	<b>PROYECTO DE INVERSIÓN</b>	<b>117</b>
7.3.1	HORIZONTE TEMPORAL	117
7.3.2	COSTE DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	117
7.3.3	TARIFAS ELÉCTRICAS	118
7.3.4	FONDOS GENERADOS	118
7.3.5	TASA DE ACTUALIZACIÓN	119
7.3.6	FLUJOS DE CAJA	120
<b>8</b>	<b><u>EMPLAZAMIENTOS</u></b>	<b>122</b>
<b>8.1</b>	<b>EUROPA</b>	<b>122</b>
<b>8.2</b>	<b>RESTO DEL MUNDO</b>	<b>123</b>
<b>8.3</b>	<b>EMPLAZAMIENTOS MARINOS</b>	<b>127</b>
<b>9</b>	<b><u>MODIFICACIONES Y MEJORAS</u></b>	<b>129</b>
<b>9.1</b>	<b>EJE VERTICAL</b>	<b>129</b>
<b>9.2</b>	<b>MODIFICACIONES EN EL CAUCE</b>	<b>130</b>
<b>9.3</b>	<b>RENDIMIENTO CONTRA COSTE</b>	<b>130</b>
<b>10</b>	<b><u>CONCLUSIONES</u></b>	<b>131</b>

<b>10.1</b>	<b>RESULTADOS</b>	<b>131</b>
<b>10.2</b>	<b>LIMITACIONES</b>	<b>131</b>
<b>10.3</b>	<b>TRABAJOS FUTUROS</b>	<b>132</b>
<b><u>11</u></b>	<b><u>APÉNDICE A</u></b>	<b><u>133</u></b>
<b><u>12</u></b>	<b><u>APÉNDICE B</u></b>	<b><u>134</u></b>
<b><u>13</u></b>	<b><u>BIBLIOGRAFÍA</u></b>	<b><u>135</u></b>
<b><u>14</u></b>	<b><u>SITIOS WEB</u></b>	<b><u>136</u></b>

## 2 Introducción

En la actualidad, el aprovechamiento energético que se hace de los ríos se basa exclusivamente la “acumulación” de energía potencial. Una parte de la energía solar que llega a la superficie de la tierra se emplea en evaporar grandes cantidades del agua que se encuentra en estado líquido en la superficie. El vapor producido, asciende, forma nubes y gana energía potencial. Con las lluvias una fracción de esta agua cae en zonas elevadas de los continentes. En este primer descenso se pierde una parte de la energía acumulada por la fricción de las gotas con el aire en su caída hacia la tierra. Otra parte queda “almacenada” en la corriente de agua y se emplea en recorrer el camino que separa el punto de precipitación sobre el continente hasta el mar.

El contenido energético de un kilogramo de agua precipitado dependerá de su elevación con respecto al nivel del mar (considerado éste como la cota de potencial nulo). A lo largo del viaje que ese kilogramo de agua realiza en el cauce de un río pierde su energía al descender de cota. Utilizando las tecnología hidroeléctrica actual, sólo se aprovechará el equivalente a la suma de las alturas de todas las presas que encuentre en su camino del total de la energía potencial inicial.

Por supuesto el caudal del río aumenta a medida que se aleja de sus fuentes. En un punto determinado del curso hay aportaciones provenientes de cotas diferentes. Independientemente de este hecho, sólo una mínima parte del salto total ( $Cota_{\text{nacimiento}} - Cota_{\text{desembocadura}}$ ) está aprovechada en forma de embalse.

Si tenemos en cuenta el aumento del caudal en el curso del río en función de la cota, podríamos expresar de forma aproximada la potencia total generable por un río como:

$$Ep_{total} = \int_{Z_{desembocadura}}^{Z_{nacimiento}} \dot{m}(z) \cdot g \cdot z \cdot dz \quad (1.1)$$

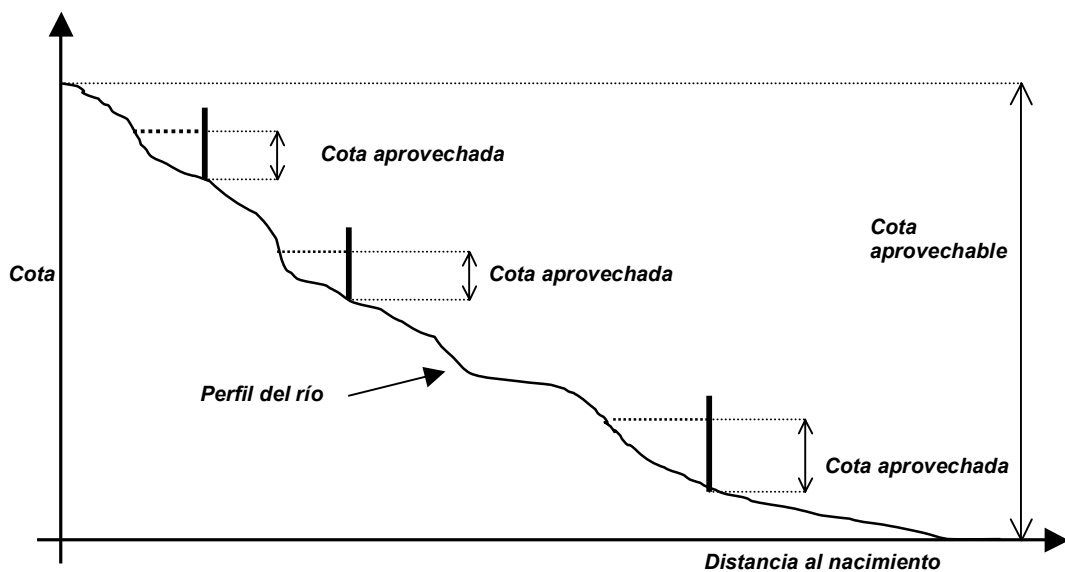
Y la potencia instalada en forma de centrales y minicentrales hidráulicas sería:

$$E_{p_{instalada}} = \int_{\text{Altura presas}} \dot{m}(z)gz dz = \sum_{\text{Presas}} \dot{m}_i(z)g\Delta z_i \quad (1.2)$$

Para la mayoría de los grandes ríos se cumple que:

$$P_{instalada} \lll P_{total}$$

Este hecho podría representarse gráficamente de la siguiente forma:



**Figura 2.1**

El resto de la energía máxima disponible se va transformando en energía cinética a medida que la corriente avanza. La velocidad de la corriente, sin embargo, no crece indefinidamente. La experiencia nos indica que los ríos no se embalan, sino más bien lo contrario. ¿Dónde va a parar la energía entonces?: Se pierde en forma de rozamientos con los fondos, en el arrastre de sedimentos, al producir la erosión, en turbulencias etc.

El objeto de este proyecto es la concepción y estudio de la aplicabilidad de un sistema capaz de “capturar” una parte la energía cinética contenida en la corriente de los ríos. Se pretende obtener algún provecho energético de los amplios intervalos de los cursos fluviales en los que por diversas razones no se deba o no se pueda embalsar el agua para su aprovechamiento energético-potencial.

Algunas de estas razones son, por ejemplo:

- Cauces demasiado planos en los que sería difícil obtener un salto importante y que anegarían extensas zonas de sus riberas de ser embalsados.

- Ausencia de un emplazamiento adecuado para ubicar el azud a causa de: terrenos con una sismología, geología o morfología, adversas, dificultades para construir la cimentación . . .

- Inviabilidad económica.

- Rechazo social.

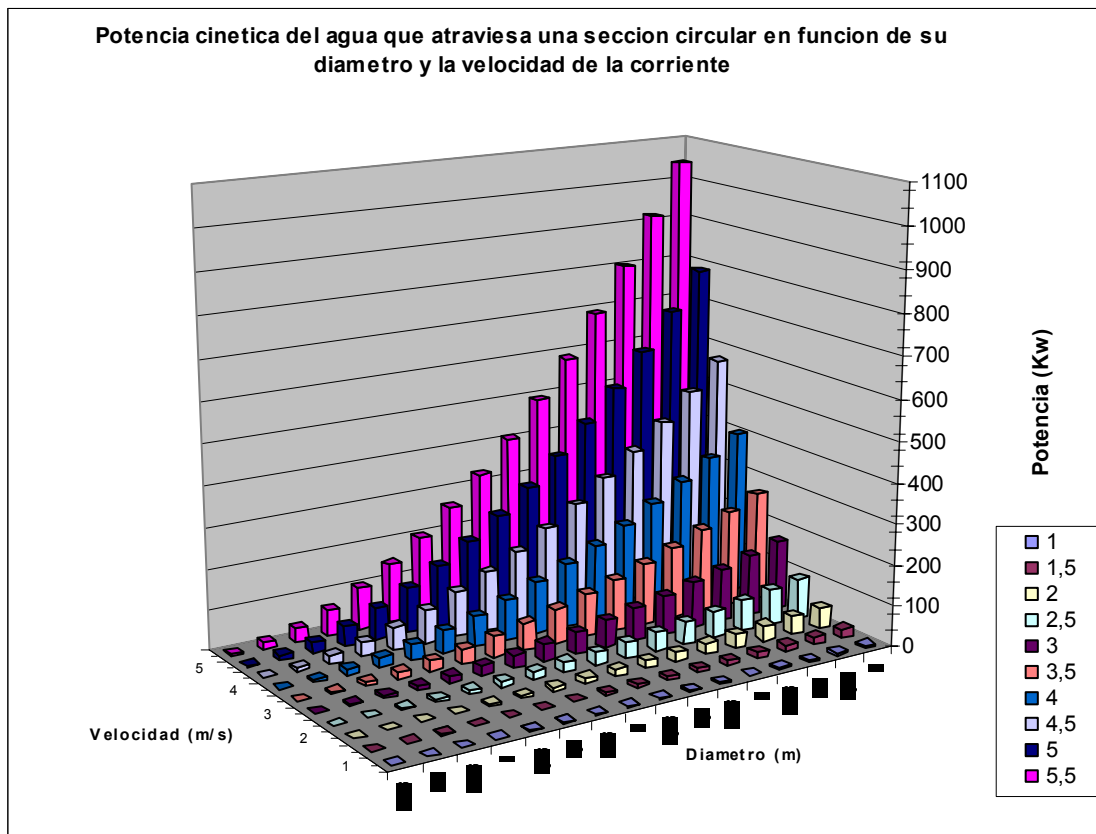
- Impacto en la navegación.

- Impacto ecológico. Etc.

## ***2.1 Orígenes del proyecto***

La observación de varios hechos conduce a la idea de partida de las Mini Centrales Hidroeléctricas Flotantes de Aprovechamiento Cinético (MCHFAC de ahora en adelante) :

1- El auge del aprovechamiento de la energía eólica: Se ha logrado construir aerogeneradores capaces de producir cantidades importantes de electricidad, a precios competitivos y capaces de conectarse a la red general de distribución sin distorsionarla. Estas máquinas también “extraen” la energía cinética de una masa de fluido en movimiento. El aire es unas mil veces menos denso que el agua. Si se da la igualdad en el resto de variables, una corriente de agua será mil veces más energética que una de aire.



**Figura 2.2**

Hace falta matizar esto pues no es imaginable utilizar superficies de captación en los ríos tan monstruosas como las que se utilizan hoy en día para el viento. Por otra parte las velocidades de los cauces que se quieren aprovechar es bastante menor y este factor que interviene elevado al cubo en la expresión de la potencia. También es cierto que la velocidad de un río permanece mucho más constante en el tiempo, es mejor conocida de forma histórica y puede ser predicha a partir de los datos de las precipitaciones.

Por todo ello parece razonable pensar en “hidrogeneradores” con potencias del mismo orden de magnitud que los aerogeneradores si se aprovecha el efecto positivo del factor densidad y se seleccionan emplazamientos de fuertes corrientes.

2- La existencia de centrales mini hidráulicas que son rentables: a pesar de sus pequeñas potencias, de su ubicación a veces difícil o de las grandes distancias a un punto de conexión a la red. Estas centrales son capaces de aprovechar pequeñas potencias muy dispersas hasta sumar una componente importante del total hidráulico instalado.

3- La posibilidad de producir electricidad allá donde haya una corriente que cumpla una combinación de requisitos de caudal y velocidad. Incluso en el caso de que este tipo de centrales no fuesen económicamente interesantes todavía sería interesante estudiarlo como fuente de energía autónoma limpia e inagotable para de regiones ribereñas aisladas.

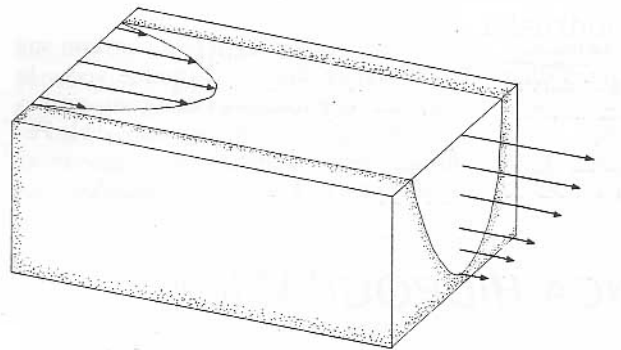
## **2.2 Características de las MCHFAC**

Las principales características de las MCHFAC son: compacidad, modularidad, flotabilidad y el no necesitar azud.

### **2.2.1 Por qué flotante?**

Si observamos el perfil del velocidades típico de un río, se aprecia que

*Distribución de velocidades en el cauce de un río*



**Figura 2.3**

las velocidades máximas del curso se encuentran en el centro de su cauce y justo bajo la superficie. Si montamos las turbinas de la MCHFAC bajo una estructura flotante convenientemente anclada, podremos conseguir posicionarlas justo en el punto de máxima corriente independientemente del nivel del río.

Una estructura flotante puede ser fácilmente transportada por río (si éste es navegable). Fácilmente reubicada si las condiciones del cauce cambian y fácilmente llevada a la orilla si una crecida muy importante pone en peligro su integridad.

Al no estar en contacto con el fondo se evitan los posibles impactos producidos por rocas o similares arrastradas por la corriente.

### **2.2.2 Ventajas de la supresión del azud.**

La obra civil necesaria se reduce mucho. La obra de anclaje será mínima en comparación con la construcción de un azud o el empotramiento de mástiles en el lecho del río.

No supone un obstáculo mayor ni para la navegación, ni el movimiento natural de los sedimentos ni las migraciones de las especies acuáticas.

No modifica el cauce del río, no altera el paisaje, no conlleva la inundación de parte alguna de la ribera.

Impacto medioambiental mínimo.

### **2.2.3 Modular y compacta**

Al igual de lo que sucede con los aerogeneradores, sería razonable imaginar una gama de turbinas de diferentes radios y potencias. Estos modelos podrían ser producidos en serie de forma que los costes variables se reducirían considerablemente. Se podría estudiar una metodología común de transporte, montaje, instalación de las unidades. El mantenimiento y las reparaciones podrían estandarizarse también.

Como consecuencia de la concepción modular, sería posible crear asociaciones de turbinas en serie y paralelo, que, distribuidas por los lugares más favorables del cauce, maximicen la potencia generada.

### 3 Antecedentes y productos en el mercado

Antes de comenzar a trabajar en este proyecto desconocía si la idea sobre la que se basa había sido explorada antes. Los textos de hidráulica, mecánica de fluidos o máquinas hidráulicas consultados no mencionan nunca sistemas de este tipo. Todas las turbinas que en ellos se describen se basan en saltos de agua más o menos altos. A continuación se presenta un resumen de lo encontrado.

#### 3.1 Aquair

La búsqueda de productos comerciales a través de Internet dio escasos resultados. El único producto similar encontrado fue “Aquair”, una hidroturbina sumergible portátil de baja potencia y concebida como fuente de alimentación en lugares remotos. Este mini generador se apoya en el mismo principio que las MCHFAC pero existen importantes diferencias entre ambos conceptos: El Aquair no pretende dar un suministro industrial de electricidad, su posición es fija y no flota sobre la corriente que aprovecha.



*Aquair sobre la corriente y fuera del agua*



*Figura 3.1*

#### 3.2 Amazon Aquacharger

También a través de Internet encontré varios estudios de sistemas de aprovechamiento cinético de grandes ríos en fase de desarrollo. El “Amazon

Aquacharger” es un sistema compuesto de turbina, generador y medios de control diseñado para ser montado sobre barcos ordinarios de cubierta abierta. El rotor se instala en al final de un largo brazo-eje que sirve para introducirla y sacarla del agua manualmente haciéndolo bascular. Está diseñada para generar potencia en corrientes de entre 0,45 y 1,5 m/s. Este modelo tampoco está orientado a la producción de energía a nivel industrial sino a cargar baterías, pero se basa en los mismos principios.

*Amazon  
Aquacharger*



*Figura 3.2*

### **3.3 Prototipo de la Northern Territory University**

La Northern Territory University de Australia expone en sus páginas WEB un resumen de un estudio de viabilidad del uso de una turbina axial para recuperar parte de la energía de las corrientes marinas o fluviales. Los ensayos de este proyecto se llevaron a cabo entre junio de 1997 y enero de 1999. Durante este periodo se utilizó un prototipo instalado en estrecho de Apsley (Australia) con el que se realizó una extensa batería de ensayos. Se probaron dos tipos de rotor (de sustentación y arrastre). Sobre ellos se realizaron variaciones sobre:

- Velocidad de la corriente (de 0.55 m/s a 1.55 m/s).

- Número de palas del rotor (2 ó 4).
- Angulo de ataque de las palas (10°, 12° ó 14°).

El alternador y multiplicador eran modelos especialmente diseñados para este tipo de sistema. Este estudio también proporciona interesante información sobre algunos problemas encontrados durante los ensayos: crecimiento de algas, colisiones de objetos flotantes...

En los apartados siguientes del proyecto se hará mención o uso de algunos de las informaciones extraídas de este estudio.



*Arriba: Prototipo de la Northern Territory University  
Derecha: Detalle del rotor.*



**Figura 3.3**

### **3.4 Tidal Energy**

En la página WEB del “Tidal Energy” se proponen diversos planteamientos para aprovechar las corrientes marinas. De nuevo se trata de insertar una hélice dentro de una masa de agua en movimiento. La página ofrece abundantes imágenes digitales (ningún prototipo ha sido instalado todavía ) de los diferentes planteamientos posibles para aprovechar estas corrientes.

*Hidrogenerador para aprovechamiento de corrientes marinas comparado con aerogenerador de la misma potencia (1,5 MW)  
Modelo fijo con cimentación en el lecho marino*



**Figura 3.4**

Los responsables de este sitio WEB hacen hincapié en las ventajas y potencial de estos sistemas: densidad del agua unas 1000 veces mayor que la del aire (para vientos de 12 m/s y corrientes de 2 m/s y una misma potencia la turbina sumergible tendría un radio de rotor dos veces menor), las corrientes son mejor conocidas, menos variables y nunca alcanzan valores tan extremos como para destruir la instalación. También se mencionan algunos inconvenientes: mayor dificultad de instalación y mantenimiento, de conexión a la red, mayores requerimientos estructurales debido a los mayores esfuerzos que produce el agua, problemas de corrosión...

Para minimizar estos inconvenientes se plantea un modelo pivotante semiflotante. Este sistema acompaña a la corriente en sus cambios de dirección disminuyendo sensiblemente los esfuerzos soportados en la cimentación. Al poder ser reflotado a superficie, el mantenimiento y la construcción se simplifican mucho.

*Modelo pivotante semiflotante*

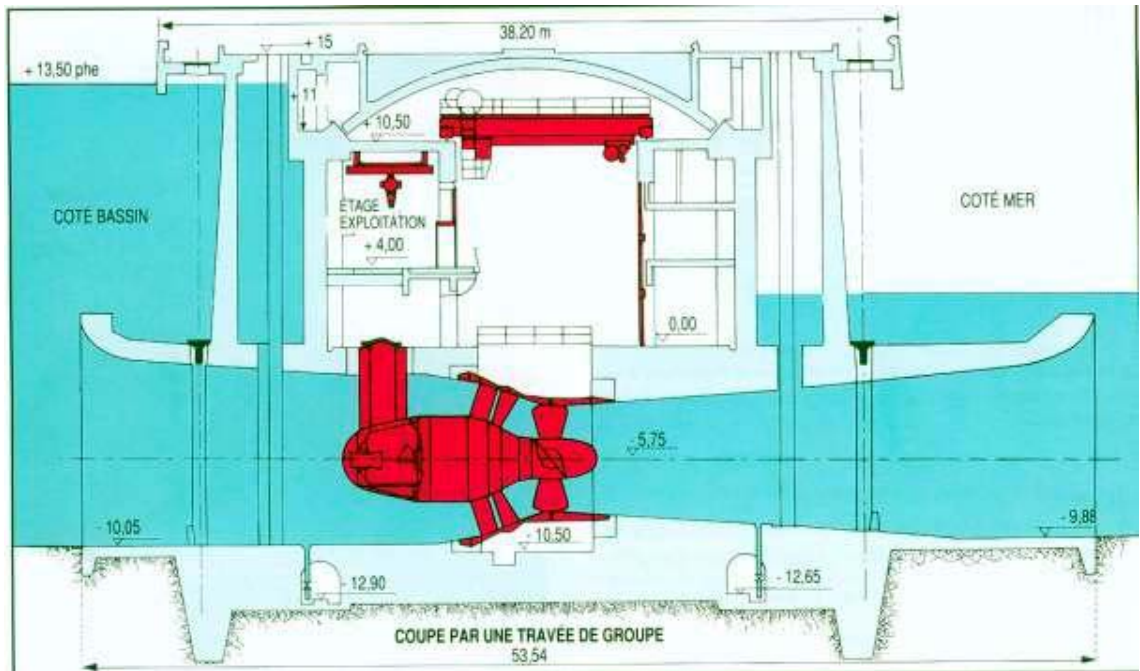


*Figura 3.5*

En el “Tidal energy” aparece por primera vez la idea de producción industrial de electricidad. El planteamiento semiflotante tiene puntos en común con las MCHFAC pero en todo caso se recurre a los grandes diámetros de rotor funcionando a bajas velocidades de corriente para alcanzar potencias importantes.

### **3.5 Central mareomotriz de La Rance**

Debido al pequeño salto aprovechable en centrales mareomotrices, también reviste interés el estudio de las turbinas empleadas en estos casos. A día de hoy el ejemplo más destacable (y prácticamente único) es la central francesa de La Rance. Las turbinas que utiliza esta central, así como algunas centrales de muy pequeño salto y gran caudal en el Rin y el Ródano, se llaman grupos bulbo. La imagen siguiente muestra un corte de uno de éstos.



*Sección de un grupo bulbo de la central de La Rance*

**Figura 3.6**

Los grupos bulbo están compuestos de dos partes: una turbina Kaplan horizontal de 4 palas y un alternador de 10 MW contenido dentro de la carcasa; todo ello sumergido en el eje de la corriente. La presa separa una laguna del resto del mar. Las subidas y bajadas de marea crean diferencias de altura, a uno y otro lado del muro. Están concebidos para funcionar con el agua circulando en ambos sentidos (llenado y vaciado). En la imagen se aprecia que el rodete de la turbina se encuentra en la parte de menor sección (y máxima velocidad) del conducto de descarga. El conducto se ensancha hacia el lado del mar y de la laguna funcionando como difusor en ambos sentidos. El diámetro es el mismo en ambos extremos para no favorecer ninguno de los modos de operación. Esta característica de su diseño implica que no se busca aprovechar la energía cinética de la corriente. El agua entra y sale a la misma velocidad, y no es frenada por la acción de la turbina. Su funcionamiento se basa en la presión, producida por la diferencia de alturas y no en la energía cinética.

Aunque vemos que el principio de funcionamiento difiere bastante del de las MCHFAC, puede resultar interesante estudiar los rendimientos que puede conseguir un sistema de este tipo.

	<b>Con un salto de:</b>				
	<b>11m maxi.</b>	<b>9m</b>	<b>7m</b>	<b>5m</b>	<b>3m</b>
<b>Sentido laguna &gt; mar</b>					
<b>Potencia MW</b>	10	10	10	8	3.2
<b>Caudal m<sup>3</sup>/s</b>	110	130	175	260	200
<b>Rendimiento</b>	0.84	0.87	0.83	0.63	0.55
<b>Sentido mar &gt; laguna</b>					
<b>Potencia MW</b>	10	10	9.5	5.5	2
<b>Caudal m<sup>3</sup>/s</b>	130	155	230	195	135
<b>Rendimiento</b>	0.71	0.73	0.60	0.58	0.59

### **3.6 Estado del arte**

Por último cabía explorar el estado del arte en el campo de las centrales de energía cinética. Es posible que una idea que no ha sido llevada nunca a la práctica esté, sin embargo, patentada. En el Apéndice A se presenta un resumen de las patentes encontradas en relación con las MCHFAC. De todas ellas, la última, “River Turbine” persigue el mismo objetivo que las MCHFAC y sus diseños tienen mucho en común.

Las patentes más antiguas son de origen estadounidense. Datan de principios del siglo XX. La US1147658 “Water Motor” (1915), consta de un sistema de flotación construido a partir de dos barcas y de una primitiva turbina unida al a un alternador mediante poleas. La US1396609 “Current or tide motor” (1921) y la US1903545 “Current motor” (1931) presentan sistemas no flotantes con varios rotores.

Las patentes US4524285 “Hydro-current energy converter” (1985) y US4163904 “Understream turbine plant” (1979) recogen sendos sistemas dotados de una carcasa que contiene la turbina y el generador. Son sistemas fijos que se anclan sobre el fondo.

La US4816697 “Portable Hydroelectric power unit” (1989) y la WO0192719 “Hydroscrew-electric power generating device” (2001) se basan en

turbinas de tipo tornillo de Arquímedes. La primera funciona arrastrada por la corriente y se instala sobre un mástil que le permite subir y bajar en función de la altura de la corriente y. La segunda puede anclarse sobre el fondo o ser transportada por un vehículo anfibia diseñado a tal efecto.

La US2501696 "Stream turbine" (1950) desarrolla un modelo de turbina que se sustenta dentro de la corriente gracias al perfil hidrodinámico del conjunto.

Las patentes GB2311566 "Colum mounted water current turbine" (1997) y US5798572 "Underwater Hydro-Turbine energy generator" (1998) son adaptaciones acuáticas de los aerogeneradores. La principal diferencia para ambos modelos es la posibilidad de desplazar verticalmente el rotor sobre el mástil para poder adaptarse a las diferentes alturas de la corriente.

La GB2348249 "Submersible water flow turbine with buoyancy chamber" (2000) recoge la patente del modelo que propone el Tidal Energy y que se vio anteriormente. Se trata de un "hidrogenerador" articulado semiflotante y pivotante que puede adaptarse a los cambios en las condiciones de la corriente.

Por último la US3986787 "River turbine " (1976) consta de dos turbinas contenidas en una carcasa montadas bajo un pontón que soporta al alternador y que está sustentado por flotadores. Es un concepto muy próximo a las MCHFAC.

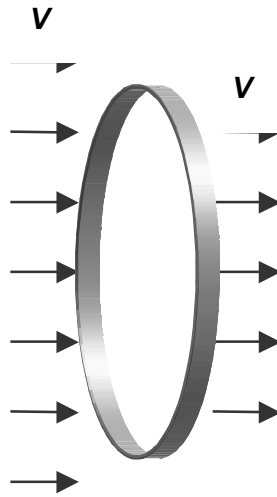
## 4 Principios teóricos y cálculos

El objeto de esta sección es obtener expresiones que nos permitan calcular la potencia obtenida con MCHFAC en función de los parámetros geométricos de ésta (diámetro de captación, forma del conducto, diámetro de salida...) y de los parámetros cinéticos del río (velocidad de la corriente...)

En general, la potencia cinética de un fluido de densidad  $\rho$  que se mueve a la velocidad uniforme  $v$  a través de una sección de superficie  $A$  perpendicular a la corriente es:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (4.1)$$

Si suponemos que en la sección donde se instalará la turbina la corriente es uniforme y laminar, se podría afirmar que si se sitúa un aro en el seno de la corriente y perpendicularmente a ésta, la potencia cinética que lo atraviesa sería



*Distribución de velocidades al atravesar un aro*

**Figura 4.1**

$$P_{aro} = \frac{1}{2} \rho \left(\frac{D}{2}\right)^2 v_1^3 = \frac{1}{8} \rho D^2 v_1^3 = P_{max} \quad (4.2)$$

Donde:

$V_1$  es la velocidad uniforme de la corriente (lejos de la turbina)

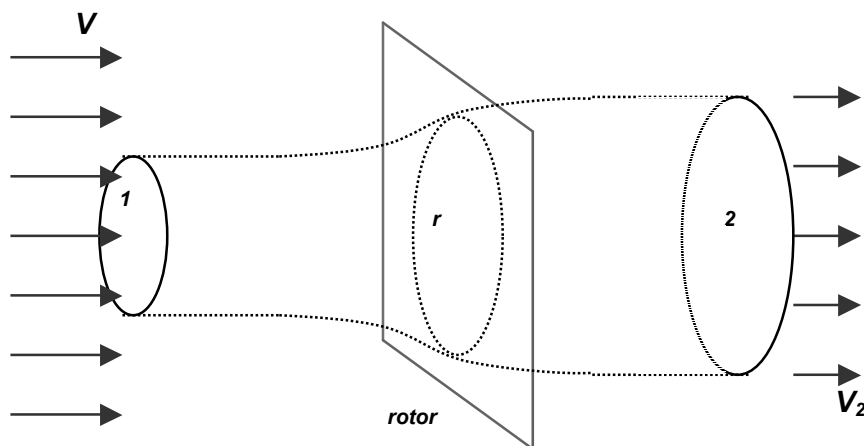
$D$  es el diámetro del aro.

En este caso se supone que el aro no representa un obstáculo para el avance de la corriente ni induce ninguna pérdida de carga, por lo que la velocidad de ésta es la misma en un punto alejado del aro, a la entrada o la salida. La potencia que atravesaría un aro de las mismas dimensiones que la boca de entrada de una turbina situada en idéntico lugar que el aro, supone el máximo de energía disponible que dicha turbina podría capturar. La expresión (4.2) nos servirá a partir de ahora como referencia para calcular el rendimiento de la turbina.

### 4.1 Teoría de Betz

La teoría de Betz se utiliza, entre otras cosas, para calcular de forma simplificada el empuje producido por un hélice que gira dentro de un fluido o la potencia obtenida con un aerogenerador. Se trata en ambos casos de problemas de fluidos sometidos únicamente a la presión atmosférica y que atraviesan una máquina sin estar confinados. La similitud entre el problema asociado a estos últimos y las MCHFAC parece justificar su aplicación en este estudio. Esta teoría ofrece una primera metodología para calcular la cantidad máxima de energía que podremos extraer del total disponible en la corriente. Su enunciado es el siguiente:

Supongamos una corriente desplazándose de izquierda a derecha y que atraviesa perpendicularmente el plano donde está ubicado el rotor de la turbina.



*Tubo de corriente que atraviesa el rotor*

**Figura 4.2**

Llamaremos  $v_1$  a la velocidad del flujo a una distancia suficientemente grande aguas arriba para que la presencia de la turbina no lo perturbe. La corriente, partiendo de este punto alejado, pasa por el plano del rotor y se aleja aguas abajo. Llamaremos  $v_2$  a la velocidad del agua tras atravesar el rotor. En todo momento imaginaremos que el agua circula dentro de un tubo de corriente que adapta su sección a las condiciones cinéticas del flujo.

Se puede demostrar que la velocidad en el plano del rotor  $v_r$  es la media de  $v_1$  y  $v_2$ .

$$v_r = \frac{v_1 + v_2}{2} \quad (4.3)$$

El caudal másico que atraviesa el extremo 1 del tubo de corriente es el mismo que sale a través del extremo 2 y que atraviesa el plano del rotor (conservación de la masa). Dicho caudal viene dado por:

$$\dot{m} = \rho A_1 v_1 = \rho A_r \left( \frac{v_1 + v_2}{2} \right) = \rho A_2 v_2 \quad (4.4)$$

Como la densidad del agua permanece constante, se cumple para toda sección que:

$$\rho A v = Cte \rightarrow A v = Cte = A_1 v_1 \quad (4.5)$$

A continuación vamos a introducir el parámetro  $k_i$  que representa la relación entre los diámetros de la sección de entrada y la sección  $i$

$$\frac{\phi_{entrada}}{\phi_{seccion\ i}} = \frac{R_{entrada}}{R_{seccion\ i}} = k_i \quad (4.6)$$

Por tanto, la relación entre las áreas de la sección de entrada y la sección  $i$  vendrá dada por:

$$\frac{\pi R_{entrada}^2}{\pi R_i^2} = \frac{A_{entrada}}{A_i} = k_i^2 \quad (4.7)$$

De las ecuaciones (4.5) y (4.7) se deduce que:

$$v_i = k_i^2 v_1 \quad (4.8)$$

Estas expresiones nos ligan las propiedades cinéticas con la geometría del tubo de corriente. Para que estas relaciones se cumpliesen en todo momento, habría que “obligar” a la corriente a adaptarse a la forma de este tubo imaginario. Ese sería el caso de un flujo confinado, pero no exactamente el de un flujo abierto como el que nos ocupa.

La energía cinética (y por tanto la velocidad) de la corriente disminuyen al pasar por el rotor. Esta energía es cedida a los alabes de la máquina y es aprovechada y convertida en electricidad. Para cada unidad de masa el salto energético será:

$$\Delta E_c = \frac{1}{2}(v_1^2 - v_2^2) \quad (4.9)$$

Si multiplicamos (4.9) por el caudal másico que atraviesa el rotor (4.5) obtendremos la potencia cedida.

$$P = \frac{1}{4} \rho A_r \left( \frac{v_1 + v_2}{2} \right) (v_1^2 - v_2^2) \quad (4.10)$$

Cuanto menor sea la velocidad de salida, mayor será la energía cinética que “roben” los álabes del rotor. Idealmente podríamos frenar completamente el agua y obtener toda su energía cinética, pero entonces no habría flujo. En el extremo opuesto, podríamos maximizar el caudal eliminando los obstáculos de su camino -caso de interponer un aro en lugar de un rotor- pero entonces no obtenemos potencia alguna.

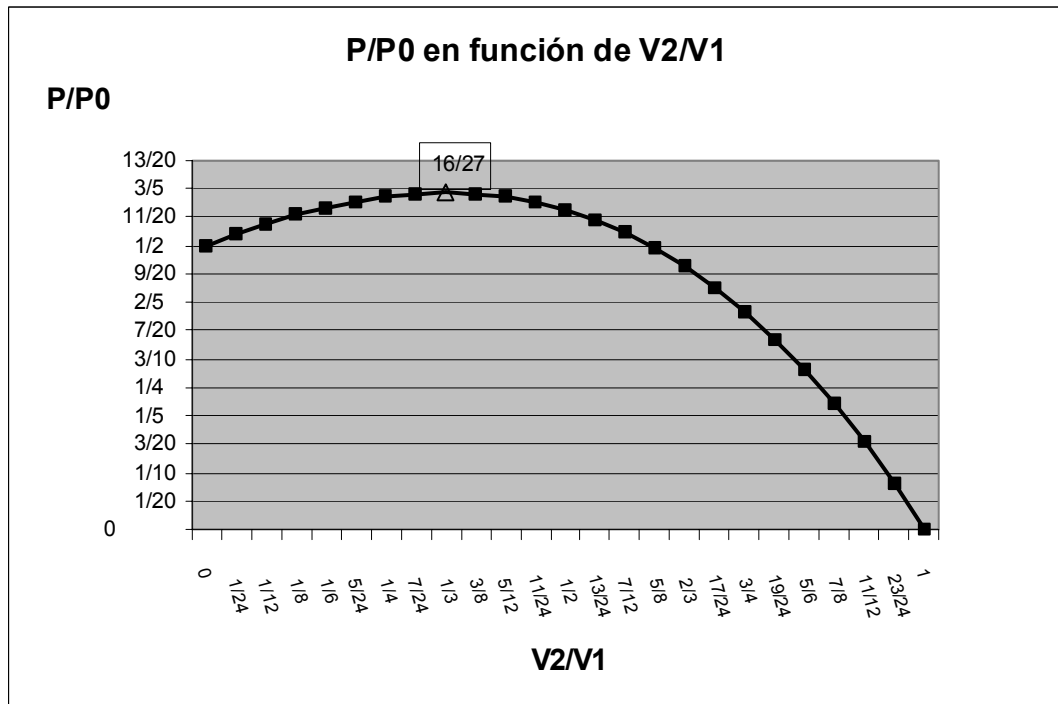
Para estudiar cuál es la potencia cedida máxima vamos a utilizar el cociente entre la potencia cedida al rotor y la que atravesaría esa misma sección si el rotor no estuviese allí. A este cociente se le llama coeficiente de potencia  $C_p$ .

$$C_p = \frac{P}{P_{\max}} = \frac{\frac{1}{4} \rho A_r \left( \frac{v_1 + v_2}{2} \right) (v_1^2 - v_2^2)}{\frac{1}{2} \rho A_r v_1^3} = \frac{1}{2} \left( 1 - \left( \frac{v_2}{v_1} \right)^2 \right) \left( 1 + \left( \frac{v_2}{v_1} \right) \right) \quad (4.11)$$

En función del parámetro  $k$ :

$$C_p = \frac{P}{P_{\max}} = \frac{1}{2}(1 - k^4)(1 + k^2) \quad (4.12)$$

Si representamos esta relación en función de  $(v_2/v_1)$  se observa que el valor máximo de  $P/P_{\max}$  es de 0.59 y se obtiene para  $v_2/v_1=1/3$ , ( $k=1/\sqrt{3}$ , el radio del tubo de corriente aumente de un factor 1.73)



**Figura 4.3**

La aplicación de esta teoría nos da una primera cota máxima para el rendimiento de la turbina. Hasta este momento no se ha tratado todavía ningún aspecto constructivo, por tanto, el valor de 0.59 será un máximo teórico. En la práctica este valor deberá estar afectado por los rendimientos de los distintos componentes de la MCHFAC : Turbina, multiplicador (si lo hay), alternador, transformador... y por ello no cabría esperar en ningún caso más de un 50% como rendimiento global.

Este resultado supone una gran diferencia, desde el punto de vista del rendimiento, con respecto a las centrales hidráulicas convencionales. En éste tipo de centrales, con un correcto diseño se suele alcanzar sin problemas rendimientos globales del orden del 80-90%.

Esta constatación nos lleva a cuestionarnos si un diseño de turbina “basado” en la teoría de Betz será el más adecuado.

## **4.2 Otros planteamientos posibles. Sistema con difusor**

Antes de explorar otros posibles planteamientos de turbina conviene recordar el enunciado de la ecuación de Bernouilli que será utilizada recurrentemente. Su formulación para una línea de corriente en un fluido ideal, no compresible, en régimen permanente es:

$$\frac{p_1}{\rho g} + Z_1 + \frac{v_1^2}{2g} = \frac{p_2}{\rho g} + Z_2 + \frac{v_2^2}{2g} \quad (4.13)$$

Donde:

$p_1, p_2$  son las presiones de entrada y salida respectivamente.

$v_1, v_2$  son las velocidades de entrada y salida respectivamente.

$z_1, z_2$  son las cotas de entrada y salida respectivamente.

Para un tubo de corriente en un fluido real, incompresible, en régimen permanente:

$$\frac{p_1}{\rho g} + Z_1 + \frac{v_1^2}{2g} - \sum H_{r1-2} - H_t = \frac{p_2}{\rho g} + Z_2 + \frac{v_2^2}{2g} \quad (4.14)$$

Donde:

$\sum H_{r1-2}$  representa las pérdidas por rozamiento (primarias y secundarias) entre 1 y 2 y expresadas en términos de altura .

$H_t$  es la energía cedida en la turbina que se encuentra entre la entrada y la salida expresada en términos de altura..

En ambas formulaciones los términos de presión, cota y velocidad representan las tres formas en que se encuentra “almacenada” la energía en un fluido en movimiento. Todas están expresadas en unidades de altura: altura

de presión, altura geodésica y altura de velocidad. En este nuevo planteamiento es importante resaltar que el cumplimiento del primer principio de la termodinámica no se opone a que la energía pueda transformarse de una a otra forma.

Sea cual sea la forma de la nueva turbina que se plantee estará forzada a operar en las condiciones siguientes:

$$z_1 = z_2 \quad (4.15)$$

La altura geodésica de entrada será igual a la de salida. Es una turbina axial de eje horizontal.

$$p_1 = p_2 \quad (4.16)$$

Como consecuencia de (4.15) y de que la entrada y la salida están a presión atmosférica.

Parece que la única forma de obtener energía de la masa de fluido en estas condiciones es alterando su altura cinética y eso nos llevaría de nuevo al modelo de Betz. La altura disponible a la entrada será:

$$\frac{v_1^2}{2g} = H_{disponible} \quad (5.17)$$

La correspondencia entre altura y velocidad viene expresada en la tabla siguiente.

v	0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	5,5
H	0,01	0,05	0,11	0,20	0,32	0,46	0,62	0,82	1,03	1,27	1,54

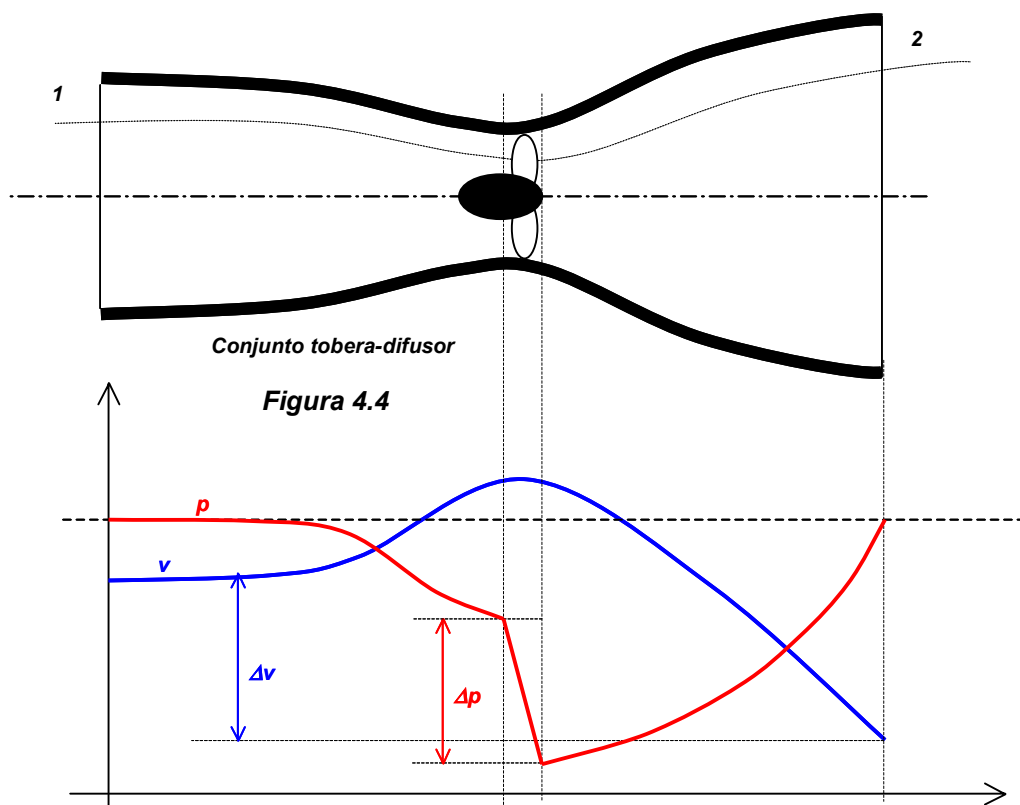
¿Cómo podríamos “escapar” al límite de los 15/27? Veamos qué es diferente en las otras turbinas hidráulicas.

Una turbina convencional aprovecha tanto la altura cinética como la altura de presión. Se busca obtener la velocidad máxima del flujo en la zona de contacto agua-rodete para garantizar el mejor rendimiento. En ellas se transforma la altura de presión en velocidad antes de pasar al rodete. En ocasiones la presión en esta zona alcanza valores negativos. Una vez pasado

el rodete, la presión tendrá que adaptarse a la atmosférica para lo cual se emplea un difusor.

Ahora la cuestión que se plantea es: ¿Como podemos aprovechar la altura de presión dentro de la turbina si la entrada y la salida se encuentran a la misma presión? La idea no sería aprovechar la altura de presión sino de aprovechar la altura de velocidad de forma más eficiente en el paso por turbina mediante una doble conversión de presión->velocidad->presión.

Imaginemos el rotor montado en la sección más estrecha de un sistema tobera-difusor.



La velocidad de cada sección viene fijada por la geometría del conducto como ya vimos en 4.8  $v_i = k_i^2 v_1$ . En estas circunstancias no es el rotor del "hidrogenerador" quien fija la velocidad de la corriente del agua, sino la geometría del tubo. Si trasladamos estos resultados a la expresión de la potencia cinética que atraviesa la entrada y el cuello del conducto se obtiene:

$$\begin{aligned}
P_{cl} &= \rho A_1 v_1^3 \\
P_{cr} &= \rho A_r v_2^3 = \rho \frac{A_1}{k_r^2} k_r^6 v_1^3 = K^4 P_{cl}
\end{aligned}
\tag{4.18}$$

De (4.19) se desprende que con una tobera en que se reduce el diámetro de paso a la mitad podemos multiplicar por  $2^4=16$  la potencia cinética. A primera vista parecería que una simple tobera puede multiplicar la potencia de una corriente sin aportar trabajo alguno. En realidad la energía proviene del termino de presión. La energía total se conserva.

$$\begin{aligned}
p_r &= p_1 + \rho \frac{v_1^2}{2} (1 - K^4) \quad \text{la presión se hace mínima en el cuello} \\
P_{pr} &= p_r A_r v_r = \left( p_1 + \rho \frac{v_1^2}{2} (1 - K^4) \right) A_1 v_1
\end{aligned}
\tag{4.20}$$

Mediante esta transformación de energía de presión en energía de velocidad llevamos al fluido a las condiciones idóneas para extraer su energía mediante una turbina.

Usando una metodología similar a la que se utilizó con la teoría de Betz, pero sin analizar cómo la turbina extrae la energía, vamos a evaluar cuanta energía es extraíble con este segundo sistema.

Llamemos  $v_1$ ,  $v_2$  a las velocidades de entrada y salida de la tobera-difusor. La diferencia de energías entre la entrada y la salida por unidad de masa será:

$$\Delta E_c = \frac{1}{2} (v_1^2 - v_2^2)
\tag{4.21}$$

Como ya se vio en (4.4) El caudal másico que atraviesa el extremo 1 del tubo de corriente es el mismo que sale a través del extremo 2:

$$\dot{m} = \rho A_1 v_1 = \rho A_2 v_2
\tag{4.22}$$

La potencia cedida por la corriente.

$$P = \frac{1}{2} \rho A_1 v_1 (v_1^2 - v_2^2)
\tag{4.23}$$

En este punto necesitamos definir cual sería la nueva potencia máxima de referencia del flujo con respecto a la nueva turbina. Como la sección de paso es variable, parece razonable considerar el área de la sección de captación como referencia.

Debido a que la turbina produce una región de remanso delante de ella, no sería correcto considerar la velocidad  $v_1$  en la entrada como la que contiene una potencia máxima. Lo correcto sería tomar la velocidad de la zona no perturbada:  $v_\infty$ .

Si llamamos  $\zeta < 1$  a un coeficiente de remanso tal que:

$$v_1 = \zeta \cdot v_\infty \quad (4.23)$$

Podemos definir la potencia máxima como:

$$P_{\max} = \frac{1}{2} \rho A_1 v_\infty^3 = \frac{1}{2} \rho A_1 \frac{v_1^3}{\zeta^3} \quad (4.24)$$

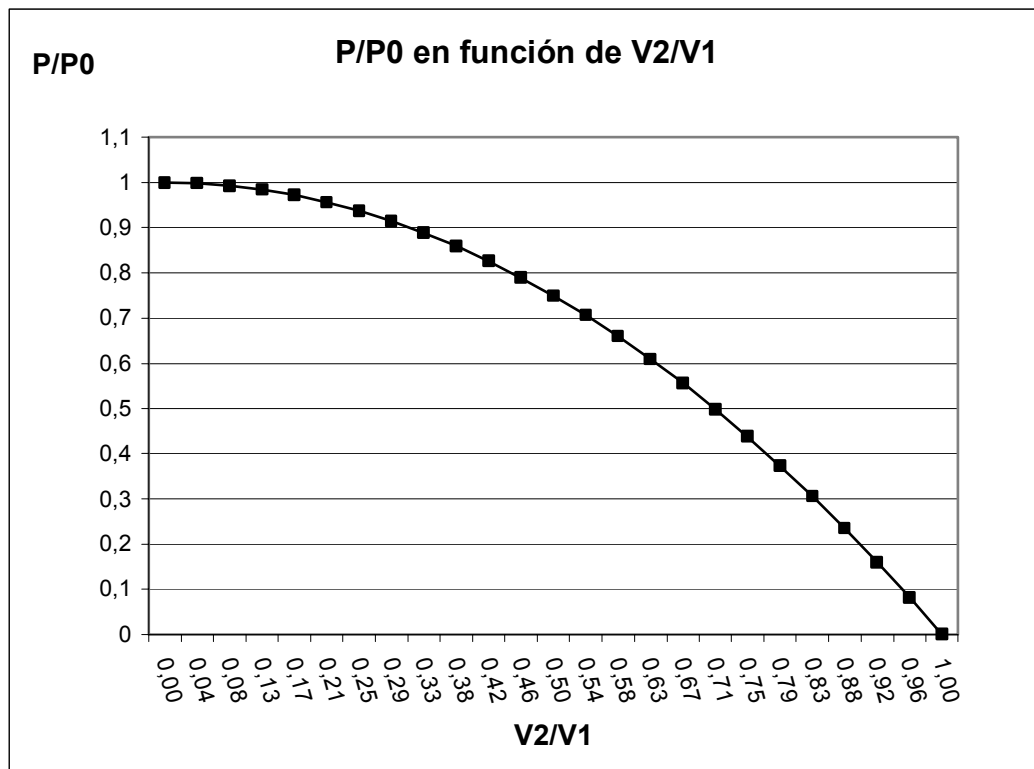
El cociente entre potencia cedida y máxima queda:

$$C_p = \frac{P}{P_{\max}} = \frac{\frac{1}{2} \rho A_1 v_1 \cdot (v_1^2 - v_2^2)}{\frac{1}{2} \rho A_1 v_\infty^3} = \zeta^3 \cdot \left( 1 - \left( \frac{v_2}{v_1} \right)^2 \right) \quad (4.25)$$

En función del parámetro  $k$ :

$$C_p = \frac{P}{P_{\max}} = \zeta^3 (1 - k^4) \quad (4.26)$$

Si representamos de nuevo esta relación en función de  $(v_2/v_1)$  para el caso  $\zeta=1$ :



**Figura 4.5**

A primera vista podría parecer que con este sistema podríamos obtener el cien por cien de la energía fijando las condiciones de salida con la geometría de la tobera-difusor. En realidad habría que considerar otros muchos aspectos:

- **Remanso**: Este gráfico está hecho para  $\zeta=1$ . Por muy leve que sea el remanso el efecto del coeficiente  $\zeta$  será importante ya que interviene elevado al cubo. Por ejemplo, para una pérdida de velocidad del 10% ( $v_1 = 0.9v_\infty$ ) el rendimiento máximo se verá afectado en un -27%.

- **Pérdidas de carga**: Este sistema es mucho más aparatoso que un simple rodete interpuesto en la corriente. Las pérdidas por rozamiento (primarias) y debidas a la forma del conducto (secundarias) serán importantes.

- **Rendimiento mecánico del rodete**: De momento habíamos considerado que toda la potencia que entraba en 1 y no salía en 2 era captada como potencia útil. No solo se perderá una parte por rozamiento sino que la turbina que insertemos en el cuello tendrá un rendimiento menor que la unidad. Estos dos últimos aspectos son comunes a cualquier otro tipo de central hidroeléctrica.

**- Tamaño del difusor:** Para conseguir una deceleración importante del fluido saliente hará falta un difusor que se ensanche mucho. Esto introduce nuevos problemas de desprendimiento de capa límite que conllevan una pérdida de rendimiento. El tamaño del difusor también puede afectar negativamente a la hora de emplazar o transportar una de estas MCHFAC.

Teniendo todo esto en cuenta, parece claro que para que este sistema nos permita alcanzar rendimientos superiores al 59% del “método Betz” será necesario diseñar todos los componentes con extrema atención.

Haciendo uso de la segunda formulación del teorema de Bernoulli (4.14)

$$\frac{v_1^2 - v_2^2}{2g} - \sum H_{r1-2} = H_t \quad (4.27)$$

Se aprecia que deberemos buscar la máxima deceleración de la corriente (maximizar diferencia  $v_1 - v_2$ ), con el mínimo remanso posible, a la vez que se minimiza el término de rozamientos.

Además de éstos efectos de pérdida de rendimiento habrá otros que no se han mencionado porque son comunes a las dos posibles soluciones propuestas: Una vez que la potencia útil ha sido transmitida al eje del rodete todavía hay que llevarla al alternador (pérdidas mecánicas), transformarla en electricidad (pérdidas en el alternador) y llevarla a la red (pérdidas de transporte).

#### 4.2.1 Pérdidas de carga

Se producirán pérdidas de carga primarias por contacto con las paredes y secundarias debidas al cambio de sección de la parte convergente y a la parte divergente. Empecemos por evaluar las **primarias**:

A falta de fórmulas más adaptadas, aproximaremos las pérdidas de carga primarias de la tobera-difusor como si se tratase de un tubo recto. Utilizamos la ecuación de Darcy-Weisbach:

$$H_{rp} = \lambda \frac{L}{D} \frac{v^2}{2g} = \lambda \frac{L}{D} H_{disponible} \quad (4.28)$$

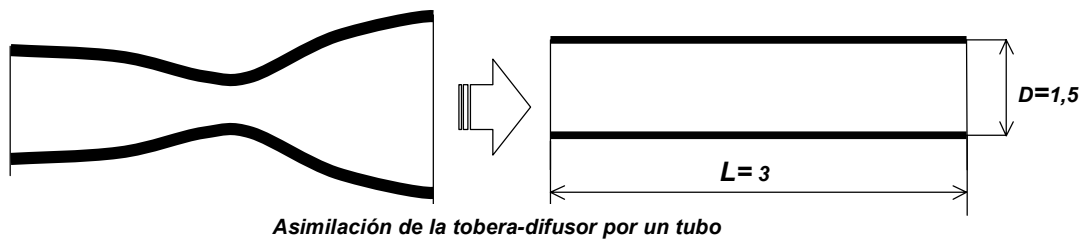
Donde:

$L$  es la longitud de la tubería

$D$  es el diámetro de la tubería

$v$  es la velocidad media del fluido

$\lambda$  es el coeficiente de pérdida de carga primaria.  $\lambda$  es adimensional y depende de  $v$ ,  $D$ ,  $\rho$ ,  $\eta$ , y la rugosidad relativa  $K$  que se define como el cociente de la altura de las rugosidades dividida por el diámetro del tubo.  $\lambda$  toma valores muy distintos dependiendo de el régimen (laminar o turbulento) del flujo. Lo más simple es utilizar el diagrama de Moody ya que en el se recogen los valores de  $H_{rp}$  para todos los casos posibles. Para leer en este diagrama es necesario obtener el número de Reynolds,  $Re$ , y el parámetro  $K$ . Supondremos la geometría siguiente:



**Figura 4.6**

Y que el fluido es a agua a 20 °, moviéndose a 3 m/s.

$$Re = \frac{vD\rho}{\eta} = 4.5 * 10^6 \quad (4.29)$$

$$K \in (1x10^{-3}, 1x10^{-4}) \quad (4.30)$$

Así:

$$H_{rp} \in (9x10^{-5}, 9x10^{-4}) \lll H_{disp} \quad (4.31)$$

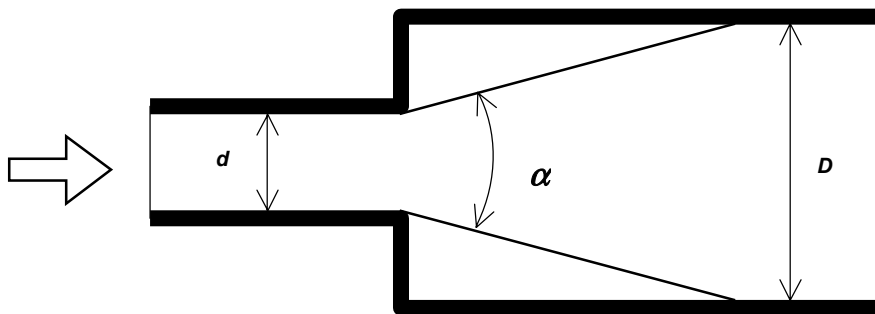
Calculados de este modo las pérdidas primarias son del orden del 0,01% de la altura disponible a la entrada. Veamos a continuación las **pérdidas secundarias**:

La parte más conflictiva es la del difusor. Es ahí donde más riesgo se corre de desprendimiento de capa límite y de la consiguiente caída del rendimiento. Utilizaremos la fórmula de la pérdida de carga para un difusor cónico de ángulo  $\alpha$  que enlaza suavemente dos secciones de diámetro  $d$  y  $D$  respectivamente.

$$H_{rs} = m \frac{(v_1 - v_2)^2}{2g} = m \left[ 1 - \left( \frac{1}{K_{dif}} \right)^2 \right]^2 \frac{v_1^2}{2g} = m \left[ 1 - \left( \frac{1}{K_{dif}} \right)^2 \right]^2 H_{disponible} = \xi H_{disponible} \quad (4.32)$$

El coeficiente  $m$  se toma de la tabla siguiente:

$\alpha^\circ$	2.5	5	7.5	10	15	20	25	30	$\rightarrow 90$
M	0.18	0.13	0.14	0.16	0.27	0.43	0.62	0.81	$\rightarrow 1$



**Figura 4.7**

El ángulo  $\alpha$  es el ángulo cónico que se representa en la siguiente figura:

Como la forma del difusor no está definida tomaremos el valor del ángulo que minimice las pérdidas ( $\alpha \approx 7^\circ$ ) y después ajustaremos el diseño a este valor.

El valor de  $K$  del difusor fijará la velocidad de salida del agua. Como queremos mejorar el resultado que proporciona la teoría de Betz, veamos la pérdida asociada a  $K^2=3$ . Tenemos:

$$H_{rs} = m \left[ 1 - \left( \frac{1}{K_{dif}} \right)^2 \right]^2 H_{disponible} = 0.14 \cdot \left( 1 - \frac{1}{3} \right)^2 H_{disponible} \quad (4.33)$$

$$H_{rs} = 0.03 \cdot H_{disponible}$$

El cálculo de las pérdidas de carga en la tobera se hace siguiendo una metodología similar. Por ser ésta convergente, el riesgo de desprendimiento es menor y el ángulo óptimo podrá ser algo mayor. En primera aproximación se puede considerar que las pérdidas de la tobera serán del mismo orden de magnitud que las del difusor. Así en total:

$$H_{rs} = 0.07 H_{disponible} \quad (4.34)$$

#### 4.2.2 Efecto de remanso

Ya hemos visto que el efecto de remanso afecta a la potencia disponible a través del parámetro  $\zeta$  elevado al cubo. Para entender mejor esto miremos la expresión de la potencia que entra en la turbina:

$$P = \frac{1}{2} \rho A_1 v_1^3 = \underbrace{\rho A_1 v_1}_{\dot{m}} \cdot \underbrace{\frac{1}{2} v_1^2}_{E_c} = \underbrace{\zeta \rho A_1 v_\infty}_{\dot{m}} \cdot \underbrace{\zeta^2 \frac{1}{2} v_1^2}_{E_c} \quad (4.35)$$

Se observa que el efecto cúbico del coeficiente de remanso se puede descomponer en dos términos. En termino lineal que interviene en el caudal másico que atraviesa la turbina: debido al remanso pasa  $\zeta$  veces menos masa por segundo. El termino cuadrático afecta a la cantidad de energía que transporta dicho caudal: la altura cinética disponible es  $\zeta^2$  veces menor de lo que podría ser.

Nos interesa ahora saber evaluar el coeficiente  $\zeta$  en función de los parámetros del problema así como idear los medios para disminuirlo al mínimo.

Ninguna teoría simple basada en pérdidas de carga puede predecir el valor del remanso producido por una estructura tan compleja como la MCHFAC. Sería necesario recurrir al ensayo de modelos o a la simulación por ordenador para evaluarlo. Sin embargo, intuitivamente se puede prever que factores del diseño influyen en dicho valor:

- Los bordes de ataque de la tobera así como la forma de los perfiles de todo el conjunto deberán tener formas lo más “hidrodinámicas” posibles.
- En ninguna sección los ángulos cónicos se apartarán del óptimo ( $\alpha$  siempre menor de  $7^\circ$ )
- Las partes estructurales que se encuentren en la zona de paso del flujo deberán ser las mínimas imprescindibles y tener formas suaves.

#### 4.2.3 Rendimiento del rotor

Para poder estimar el rendimiento del rotor deberíamos conocer de antemano sus características. Debido a las peculiaridades de las MCHFAC la primera cuestión que surge es qué tipo de rotor que se debería utilizar.

Existen diagramas de elección para el rotor de centrales hidráulicas convencionales. Son diagramas de triple entrada: altura del salto, caudal y potencia.

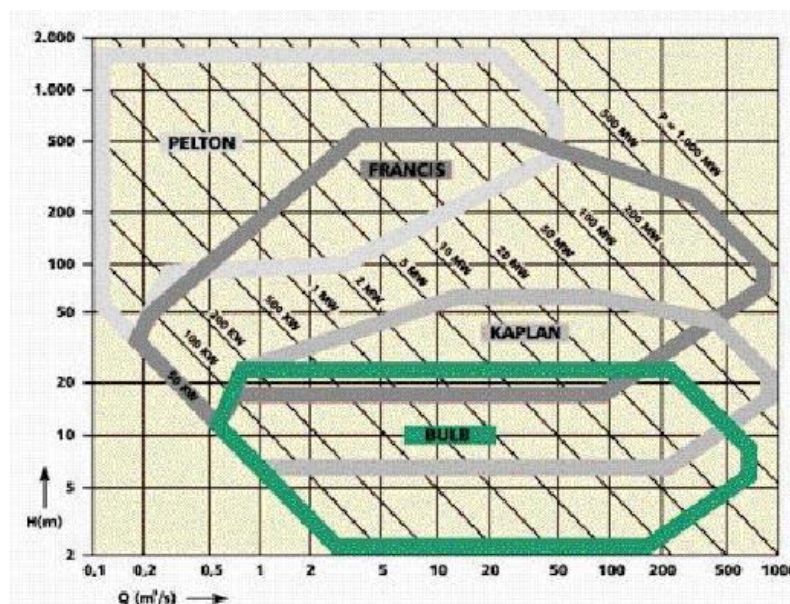


Figura 4.8

Con esos tres datos y en función del área del diagrama en que nos encontremos elegiremos uno u otro tipo de rodete. El problema con el que se topan las MCHFAC es que siempre se encuentran fuera de rango. Todos estos diagramas comienzan en alturas de 2 m. o superiores. Incluso los grupos bulbo instalados en La Rance o en centrales fluyentes trabajan bajo un cierto salto. Se podría pensar que se trata simplemente de una cuestión de altura cinemática insuficiente. Eso no es cierto. La cota de los dos metros de altura (en la que comienzan todas las tablas) se alcanza a partir de velocidades de unos 6 m/s. Una corriente a esta velocidad, o de incluso la mitad, tiene un potencial energético muy considerable: 108 y 13,5 Kw/m<sup>2</sup> para 3 y 6 m/s respectivamente. El problema es de otro tipo: simplemente este tipo de rotores no son aptos para turbinar un flujo libre. En las centrales convencionales el agua esta obligada a pasar por la turbina, es un flujo forzado y sometido a presión, mientras que en las MCHFAC una partícula de fluido siempre podrá ir por el interior de la turbina o pasar al lado.

Este razonamiento nos reenvía al apartado anterior, al efecto de remanso. Una turbina convencional, incluso las Kaplan o Bulbo utilizadas para los saltos más pequeños, supone un obstáculo demasiado grande para una corriente libre. Este tipo de rodetes produciría un remanso importante a la entrada de la tobera. Incluso siendo máquinas muy eficientes en si mismas, harían bajar el rendimiento global de forma importante.

¿Dónde encontrar la solución? A la vista de las similitudes de funcionamiento entre los rotores de los aerogeneradores y el rodete de las MCHFAC parece lógico inspirarse en este campo. Veamos ahora que rendimiento cabe esperar para este tipo de rotores.

En condiciones óptimas los rotores de un aerogenerador tiene un Cp máximo de entorno a 0,45. En nuestro caso, la presencia de un conducto que confina el flujo, mejora el rendimiento del rotor de varias formas:

El límite teórico para un rotor simplemente confinado por un conducto cilíndrico recto puede aumentar hasta 0,66. El conducto evita el estrechamiento del tubo de corriente antes de la entrada aumentando el caudal másico.

Otro efecto beneficioso para el rendimiento de un rotor confinado es que las pérdidas debidas a las turbulencias generadas por la punta de las aspas se minimizan. Estas pérdidas son de entre el 4% y el 6% en los aerogeneradores.

Por otro lado, el difusor de salida nos permite ,teóricamente, ralentizar la corriente tanto como queramos. En principio se podría aspirar al 100% del total de la energía cinética disponible si utilizásemos un difusor infinitamente largo.

#### 4.2.4 Tamaño del difusor

Gracias al difusor podemos disminuir la velocidad de salida de la corriente y retener más energía de la que marca el limite de Betz. La velocidad de salida solo depende del diámetro de la boca de salida. Recordemos que:

$$\frac{\phi_{entrada}}{\phi_{seccion\ s}} = \frac{R_{entrada}}{R_{seccion\ s}} = k_s \quad (4.36)$$

$$v_s = k_s^2 v_1 \quad (4.37)$$

Si agrupamos todos los parámetros que intervienen en una tabla:

<b>K</b>	<b>2/5</b>	<b>9/20</b>	<b>1/2</b>	<b>11/20</b>	<b>3/5</b>	<b>13/20</b>	<b>7/10</b>	<b>3/4</b>	<b>4/5</b>	<b>17/20</b>	<b>9/10</b>	<b>19/20</b>	<b>1</b>
<b>Cp<sub>max</sub></b>	0,974	0,959	0,938	0,908	0,870	0,821	0,760	0,684	0,590	0,478	0,344	0,185	0,000
<b>V<sub>s</sub>/V<sub>1</sub></b>	0,160	0,203	0,250	0,303	0,360	0,423	0,490	0,563	0,640	0,723	0,810	0,903	1,000
<b>A<sub>s</sub>/A<sub>1</sub></b>	6,25	4,94	4,00	3,31	2,78	2,37	2,04	1,78	1,56	1,38	1,23	1,11	1,00
<b>Φ<sub>s</sub>/Φ<sub>1</sub></b>	2,50	2,22	2,00	1,82	1,67	1,54	1,43	1,33	1,25	1,18	1,11	1,05	1,00
<b>Longitud/R<sub>1</sub></b>	12,22	9,95	8,14	6,66	5,43	4,39	3,49	2,71	2,04	1,44	0,90	0,43	

Por ejemplo para  $K = 11/20$  tenemos  $C_p=0,908$ , el radio de salida del difusor será 1,82 veces mayor que el de entrada y la velocidad de salida será de un 30% de la velocidad de entrada. Para un difusor cónico de ángulo  $7^\circ$  la longitud será 6,66 veces superior al radio de entrada o 3,33 veces superior al diámetro de entrada. En los apartados siguientes se tratará de definir las características del modelo propuesto.

### 4.3 Diseño del Rotor

Como ya se explicó en el apartado 4.2.3, el rotor que utilizará la MCHFAC se inspira en la tecnología de los aerogeneradores. Los principios que se explican a continuación son válidos tanto para un aerogenerador como para una MCHFAC, pero hay que tener presente que las curvas, los resultados numéricos o la geometría final del rotor podría diferir de las predichas en los puntos siguientes.

La primera clasificación que se puede hacer de este tipo de máquinas y que influye considerablemente en el rendimiento, concierne al tipo de fuerzas que se utilizan para producir el par mecánico.

Cualquier cuerpo inmerso en fluido en movimiento experimenta una fuerza que puede descomponerse con respecto a la dirección del flujo. Se llama arrastre (drag) a la componente en la dirección del flujo y sustentación (lift) a la componente en la dirección perpendicular. El coeficiente  $C_p$  depende enormemente de si el rotor aprovecha el arrastre o la sustentación para girar.

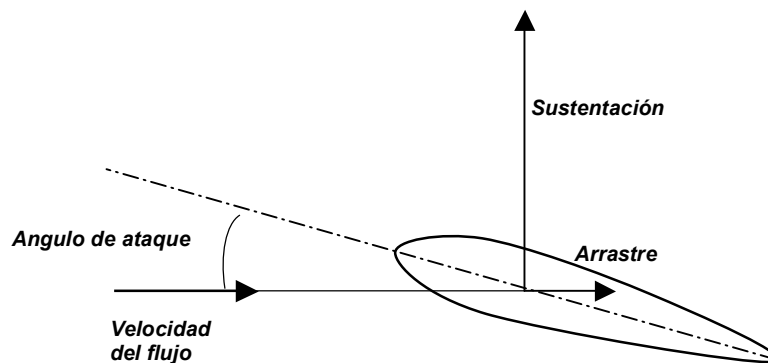


Figura 4.9

#### 4.3.1 Dispositivos basados en el arrastre

El sistema más simple de conversión de la energía cinética se consigue con superficies de arrastre puro. El fluido impacta en la superficie A con una velocidad  $v_f$  haciendo moverse la superficie a velocidad  $v$ .

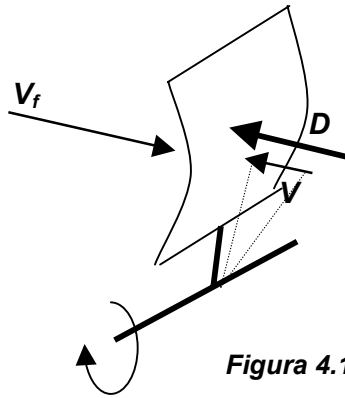


Figura 4.10

La potencia capturada puede expresarse como:

$$P = D \cdot v_r \quad (v_r = v_f - v) \quad (4.38)$$

Donde  $D$  es la fuerza de arrastre y  $v_r$  es la velocidad relativa, velocidad que realmente siente la superficie  $A$ .  $D$  se puede expresar empleando el coeficiente aerodinámico de arrastre  $c_D$ :

$$D = c_D \frac{\rho}{2} (v_f - v)^2 A \quad (4.39)$$

La potencia así obtenida resulta:

$$P = c_D \frac{\rho}{2} (v_f - v)^2 A v_r \quad (4.40)$$

Si utilizamos el mismo razonamiento que ya utilizamos para calcular  $C_p$  en la teoría de Betz:

$$C_p = \frac{P}{P_{\max}} = \frac{\frac{\rho}{2} c_D A (v_f - v)^2 v_r}{\frac{1}{2} \rho A v_f^3} \quad (4.41)$$

De nuevo el máximo se obtiene para  $v/v_f = 1/3$  y vale:

$$C_{p_{\max}} = \frac{4}{27} c_D = 0.148 c_D \quad (4.42)$$

Si se tiene en cuenta que una superficie curva cóncava perfectamente alineada con el flujo tiene apenas un  $c_D$  de 1.3 entonces:

$$C_{p_{\max}} \approx 0.2 \quad (4.43)$$

Este valor es apenas un tercio del límite indicado por la teoría de Betz. Algunos ejemplos cotidianos de la utilización de sistemas de arrastre son las velas de los barcos o las aspas de los antiguos molinos de viento y de río.

### **4.3.2 Dispositivos de sustentación**

Utilizando la componente de sustentación se pueden conseguir valores muy superiores de  $C_p$ . Los perfiles aerodinámicos modernos que se utilizan tanto en la ingeniería aeronáutica como en el campo de los aerogeneradores tienen un ratio sustentación/arrastre muy favorable. Este cociente puede alcanzar valores de entre 100 y 150. Usando el mismo tipo de razonamientos empleados anteriormente se deduce que un rotor de sustentación nos permitirá acercarnos mucho más al rendimiento máximo teórico.

Las teorías en que se apoya el estudio de la geometría óptima del rotor son demasiado compleja para entrar en detalles aquí. Nos conformaremos con introducir una de ellas brevemente y utilizar sus resultados.

### **4.3.3 Modelo de corona de rotor.**

La teoría de Betz basada en un flujo bidimensional que atraviesa un disco “convertidor de energía” nos servirá de punto de partida. En ese planteamiento el flujo es decelerado y las líneas de corriente deflectadas al atravesar el disco.

En realidad un convertidor rotativo, un rotor, pone en rotación el flujo saliente aguas abajo. La estela adquiere un movimiento helicoidal. La energía empleada en producir este movimiento de rotación reduce la cantidad de energía aprovechable por el rotor. La primera consecuencia es que el máximo predicho por la teoría de Betz será mayor que el máximo real. La segunda es que para que se mantenga el equilibrio de fuerzas, el par recuperado por el rotor deberá ser igual al par ejercido sobre la estela: A partir de ahora, el coeficiente de potencia  $C_p$  pasa a depender del cociente entre la proporción energía de rotación y de translación. Este ratio se determina utilizando el cociente de la velocidad lineal del la punta de un alabe y la velocidad del flujo

no perturbado. El parámetro que la mide es el TSR (tip speed ratio), ratio de velocidad de punta .

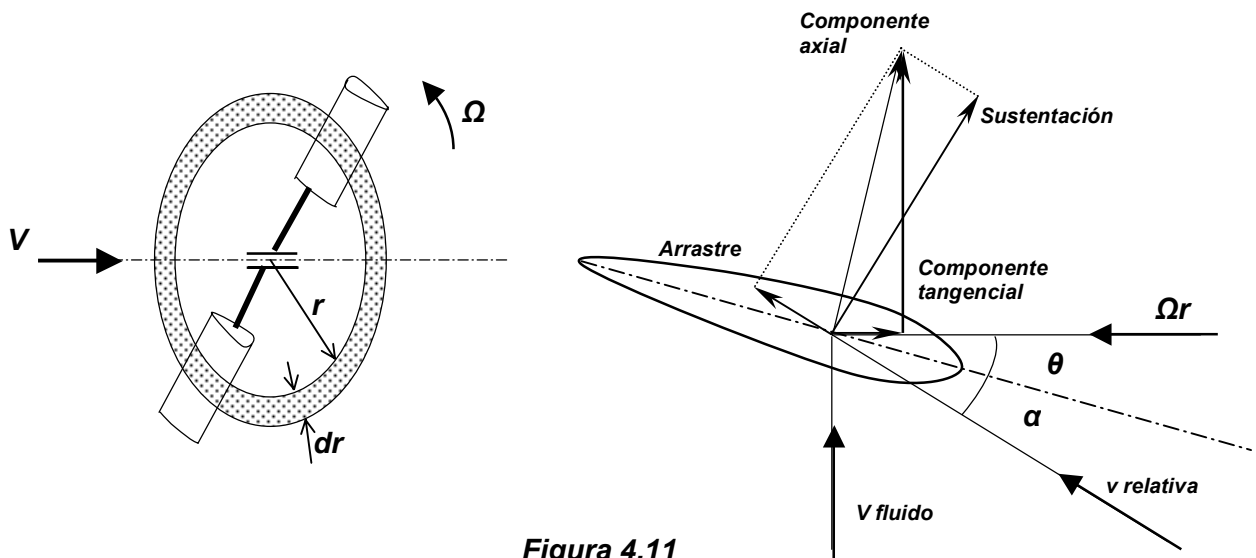
$$\text{Ratio de velocidad de punta} = \text{TSR} = \frac{u}{v_{\infty}} = \frac{\Omega R}{v_{\infty}} = \lambda \quad (4.44)$$

Donde:

$U = \Omega R$  = Velocidad del extremo del aspa (de radio máximo  $R$ )

$V_{\infty}$  = Velocidad del flujo no perturbado.

Con la teoría de la corona de rotor se pueden determinar las velocidades y las fuerzas aerodinámicas que aparecen en un elemento diferencial del aspa que gira a una distancia  $r$  del eje. Por simplicidad se asume que las coronas concéntricas no interfieren unas con otras.



**Figura 4.11**

Se toma como elemento diferencial del aspa a una porción de anchura  $dr$  y de longitud igual a la cuerda del perfil a distancia  $r$  del eje de giro. Para dicha distancia  $r$  la cuerda del perfil forma un ángulo  $\theta$  (ángulo de calado o pitch) con la velocidad de rotación y un ángulo  $\alpha$  (de incidencia o ataque) con la velocidad relativa perfil / fluido.

Utilizando los coeficientes de arrastre y sustentación del perfil elegido y las velocidades locales en cada punto podemos calcular una distribución de

fuerzas axiales y tangenciales a lo largo del aspa. En la distribución de fuerzas axiales habrá que incluir una componente proveniente del buje ( $r = 0$ ) y otra proveniente de las pérdidas de punta de aspa ( $r = R$ ). Ambas suponen pérdidas de rendimiento del rotor y se calculan por otros medios.

Integrando las componentes tangenciales a lo largo del aspa se obtiene el par motor resultante. Conocida la velocidad de rotación ya conocemos el valor teórico de  $C_p$ . Del mismo modo, la integración de las componentes axiales nos permitirá obtener una resultante que utilizaremos para dimensionar las estructuras que deberán soportar dicho empuje.

Este cálculo teórico de  $C_p$  nos da una buena aproximación de su valor y nos permite representar su dependencia con  $\lambda$  para diferentes configuraciones.

#### **4.3.4 Curvas características del rotor.**

Este planteamiento teórico nos ofrece una relación entre la configuración y geometría del rotor y sus características de potencia. Utilizando  $C_p$  la potencia puede expresarse como.

$$P = C_p \frac{\rho}{2} v_{\infty}^3 A \quad (4.45)$$

Si realizamos series de cálculos de  $C_p$  para diferentes valores de  $\lambda$  obtenemos la llamada curva característica del rotor. Esta gráfica nos permite prever la potencia de salida del rotor para diferentes velocidades del viento y de rotación. También nos permite saber el valor óptimo de  $\lambda$  para maximizar la producción energética. Conseguir el  $\lambda$  óptimo será el objetivo de los medios de control de la central una vez puesta en funcionamiento.

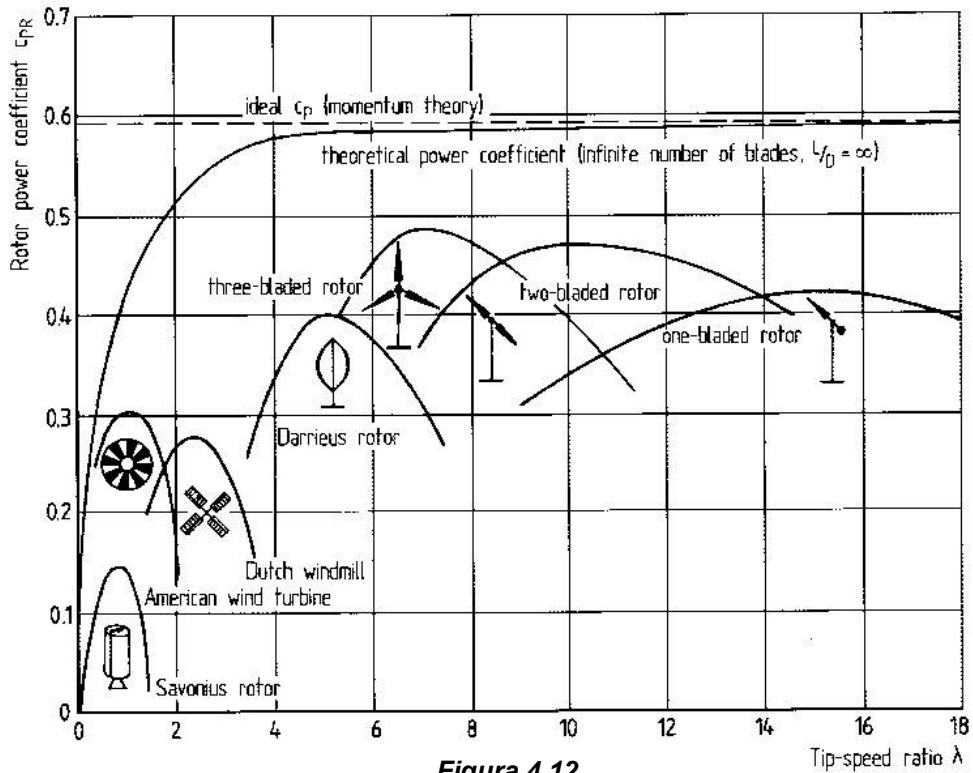


Figura 4.12

Si el rotor cuenta con un sistema de control del calado de sus aspas también se podrá obtener la curva característica en función de los diferentes calados.

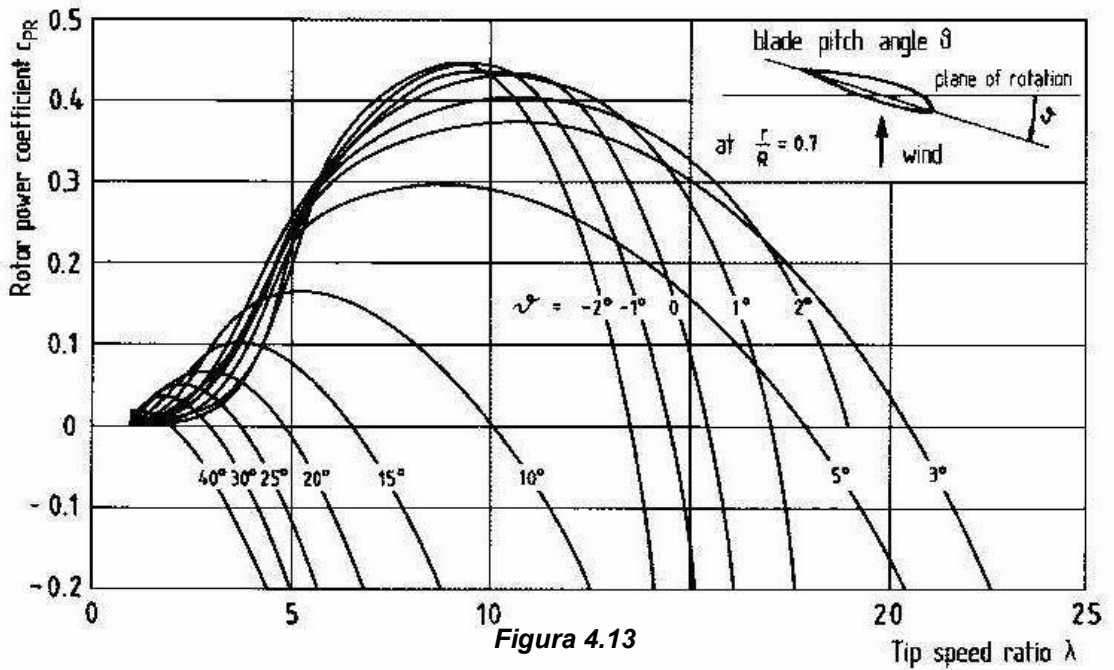


Figura 4.13

Del mismo modo podemos estudiar las curvas características para toda una gama de variables. Los principales parámetros que influyen en la curva son:

#### 4.3.4.1 Número de aspas

La influencia del número de aspas es relativamente pequeño. Los rotores con menor número de aspas girarán más rápido de forma que pueden compensar la menor superficie de aspas.

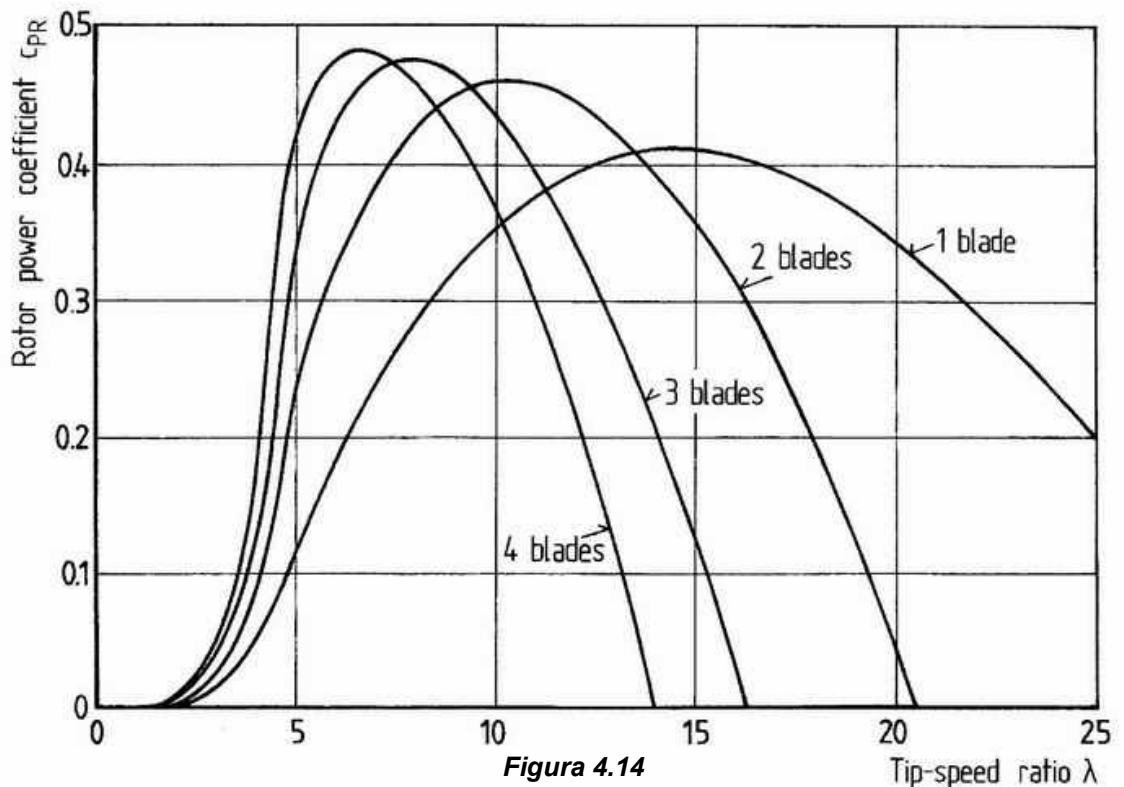


Figura 4.14

La figura muestra como el paso de 2 a 3 aspas solo mejora el rendimiento máximo de un 3 a un 4 por ciento y apenas un 2 por ciento más al pasar a 4 aspas. A pesar de que  $C_p$  no varíe marcadamente, si lo hace el TSR óptimo. Como ya se ha mencionado la TSR aumenta para compensar la menor superficie de aspas. A medida que el  $C_p$  máximo mejora con el número de aspas, la amplitud del intervalo de TSR para el cual el rotor funciona en condiciones óptimas se estrecha. La adición de un aspa añade algo al rendimiento pero empeora el rango de velocidades de la corriente en el que la turbina funciona mejor.

La elección final del número de aspas saldrá de un compromiso entre el coste de añadir un aspa suplementaria y la ganancia energética resultante.

#### 4.3.4.2 Forma de las aspas

El objetivo que deben cumplir las aspas en cada punto del radio del rotor es deflectar la corriente axial de entrada de forma que su velocidad de salida sea la deseada (un 30% de la velocidad de la corriente no perturbada, por ejemplo). Este objetivo se puede conseguir torsionando el aspa a lo largo de su longitud y haciendo que el producto del coeficiente de sustentación multiplicado por la cuerda sigan una distribución hiperbólica a lo largo del aspa. Esta función hiperbólica nos da el valor óptimo de la cuerda a lo largo del aspa, así queda definido el contorno óptimo.

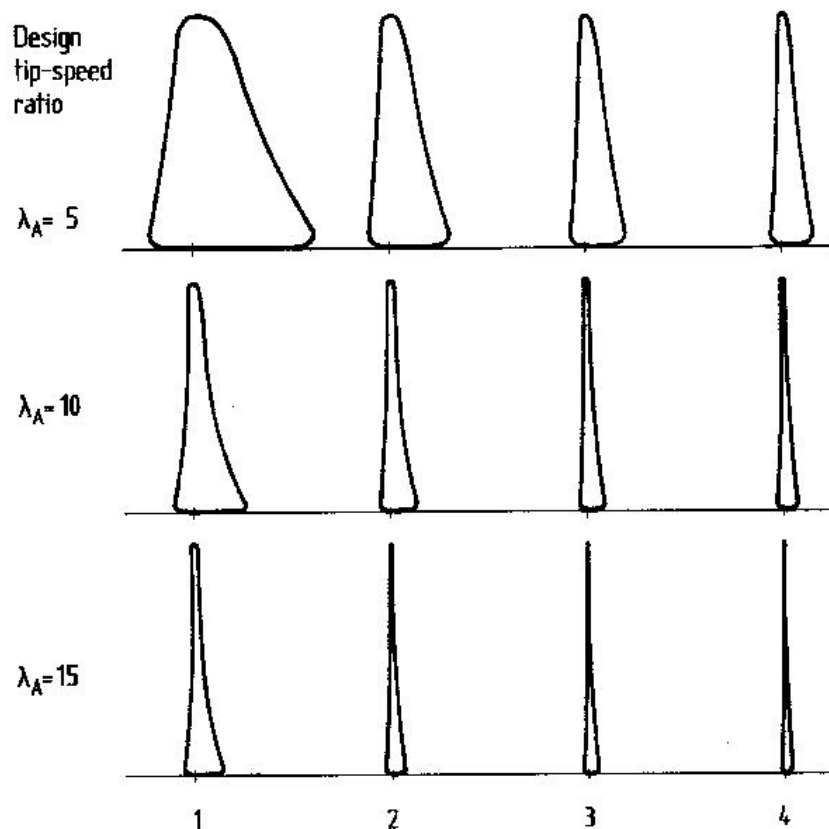
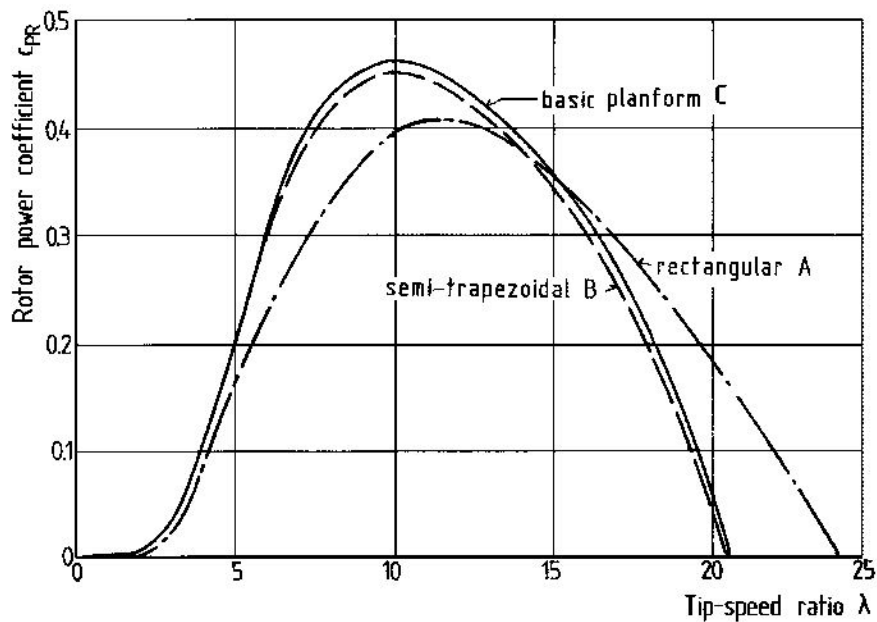
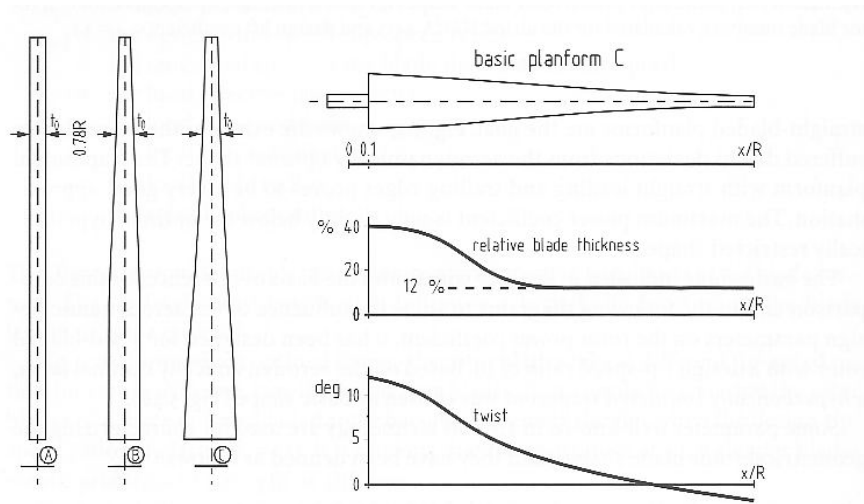


Figura 4.15

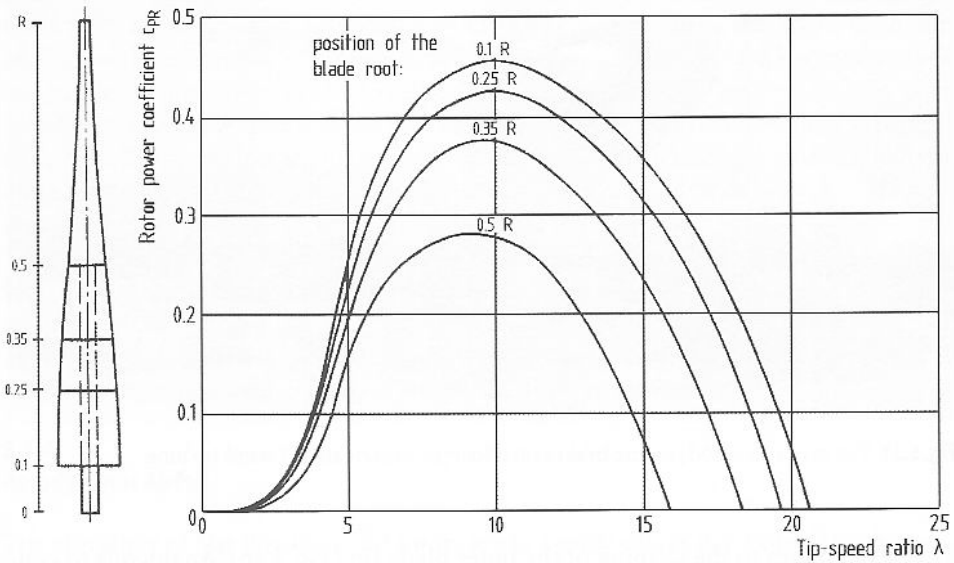
Desde el punto de vista de la fabricación, esta forma hiperbólica es muy difícil de realizar. Se busca aproximarlas por líneas rectas. Un buen compromiso de simplicidad y rendimiento se obtiene con una geometría trapezoidal con ambos bordes rectos.



Variación de  $C_p$  para diferentes formas de aspa

Figura 4.16

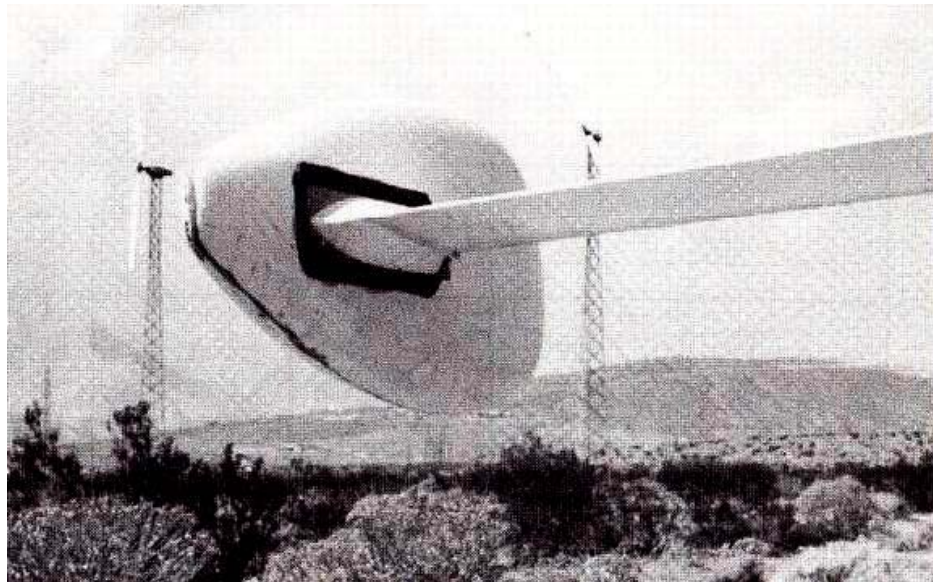
La parte del aspa más próxima al buje, la raíz, es la que menos contribuye al par motor. En esta zona se pueden sacrificar algunos aspectos aerodinámicos a favor de la solidez y la resistencia del conjunto.



**Fig. 5.29.** Influence of omitting sections of the blade area near the hub on the rotor power coefficient [7]

**Figura 4.17**

Por el contrario, las puntas de aspa, son las que más aportan al par motor. La aparición de turbulencias en la punta aumenta significativamente el valor del coeficiente de arrastre. La adición de un alerón en el extremo de las aspas, similar al que llevan los aviones modernos en los extremos de sus alas, reduce significativamente este efecto.



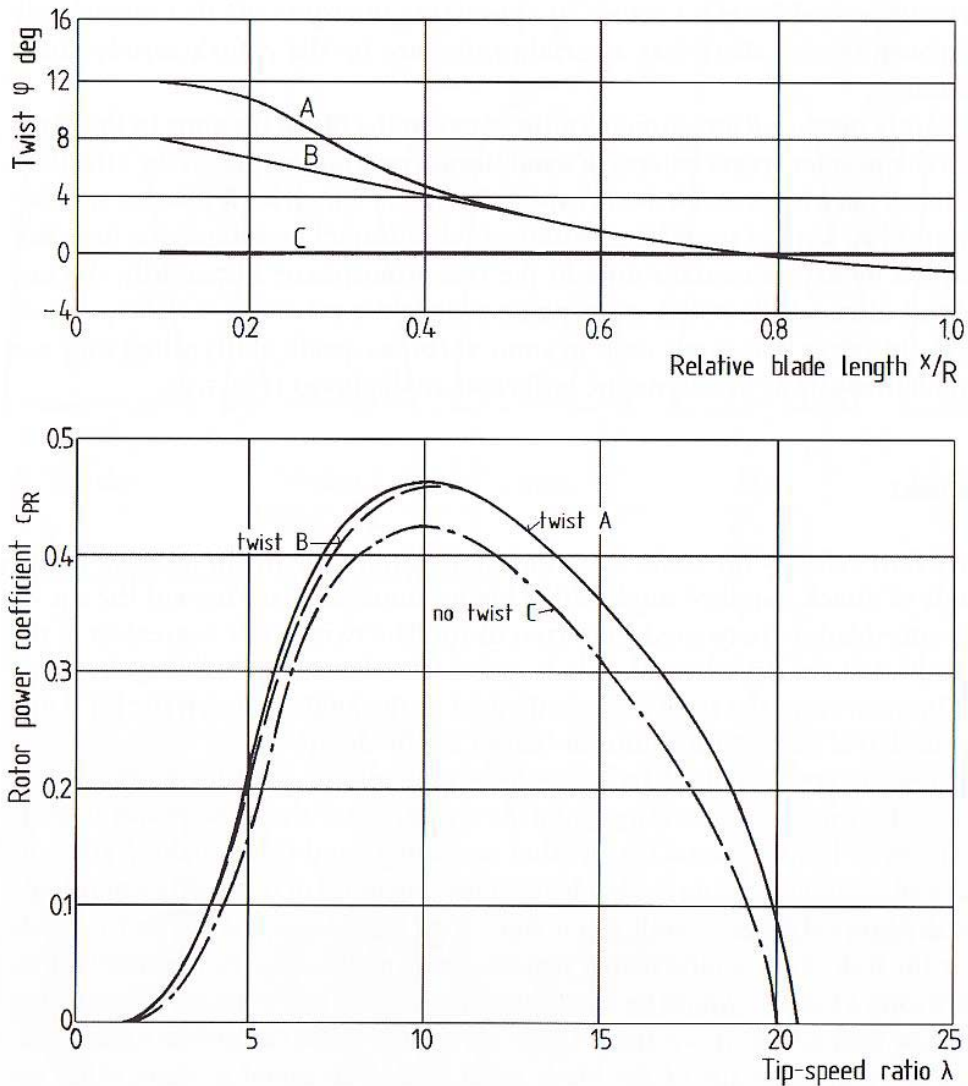
**Extremo de un aspa de aerogenerador**

**Figura 4.18**

En el caso de la MCHFAC este efecto se consigue y se amplía al estar el rotor contenido en un “tubo”.

### 4.3.4.3 Torsionado de las palas

La velocidad relativa que “ven” las aspas aumenta de la raíz a las puntas. Para mantener el ángulo de incidencia, el ángulo de calado debe decrecer hacia las puntas. El resultado es que las aspas quedarán torsionadas.

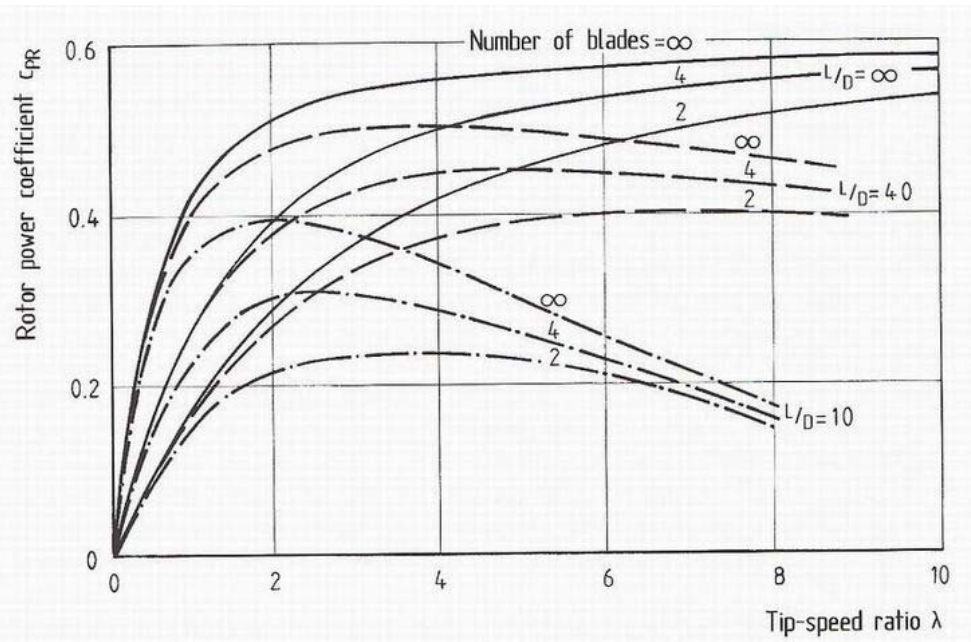


*Influencia del torsionado en  $C_p$*

**Figura 4.19**

### 4.3.4.4 Propiedades del perfil aerodinámico empleado

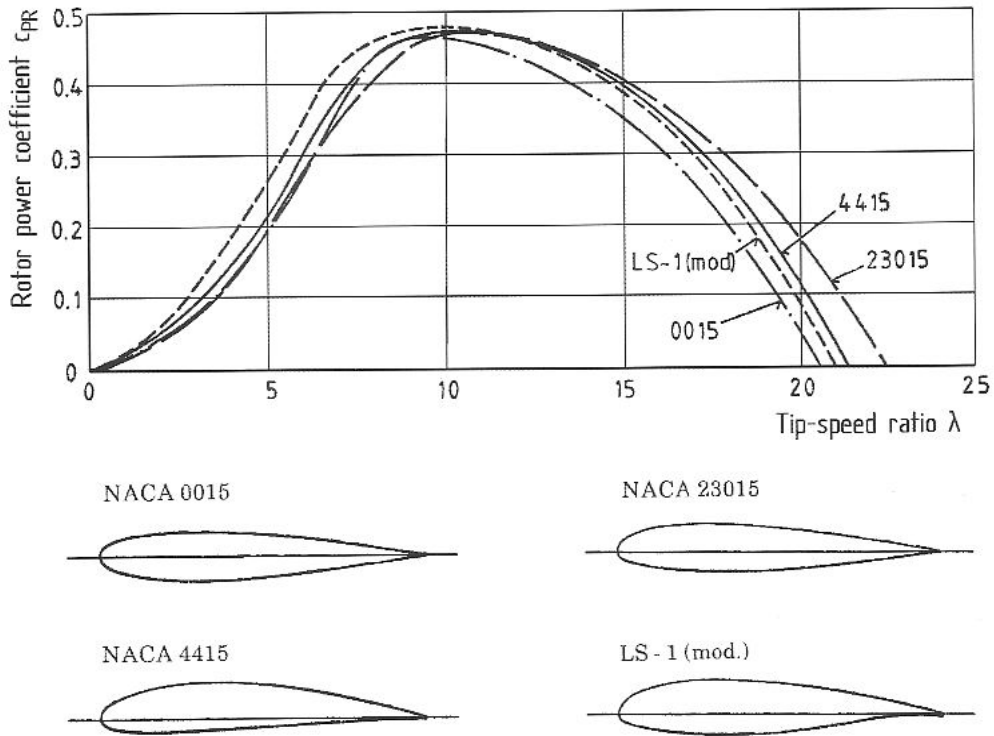
La eficiencia del rotor esta determinada en gran medida por las propiedades dinámicas del perfil empleado en la construcción de las aspas. La característica del perfil utilizado que más influye en el rendimiento es su ratio de sustentación / arrastre. De forma general puede representarse como:



*Influencia del ratio Sustentación/Arrastre y el n° de aspas en  $C_p$*

**Figura 4.20**

Como era de esperar, cuando el ratio S/A cae, el máximo de  $C_p$  también lo hace y empuja al óptimo de  $C_p$  hacia valores más bajos del TSR. Cuando S/A y el TSR son altos el número de aspas tiene poca importancia. Para los valores más bajos de S/A el número de aspas adquiere mayor importancia. En otras palabras, los rotores de bajo TSR necesitan más aspas, pero las características del perfil no son decisivas. Los rotores de alto TSR pueden alcanzar el óptimo con menos aspas pero las propiedades del perfil tienen una importancia crucial.

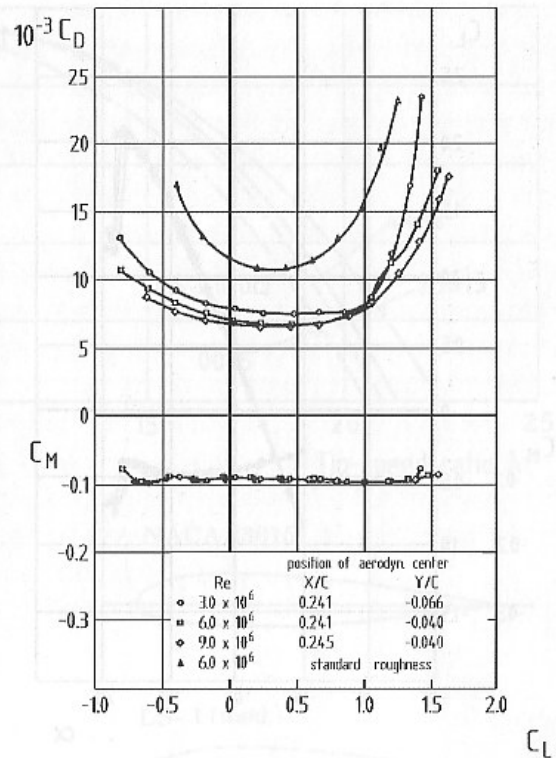
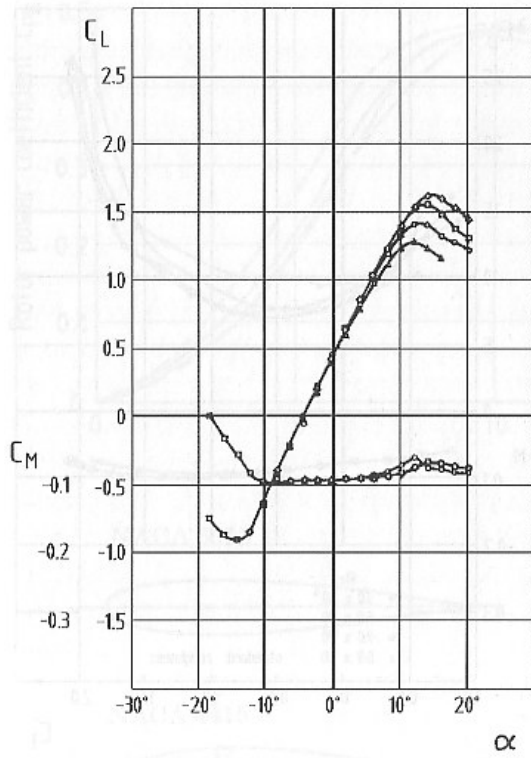


*Influencia del uso de diferentes perfiles en  $C_p$*   
**Figura 4.21**

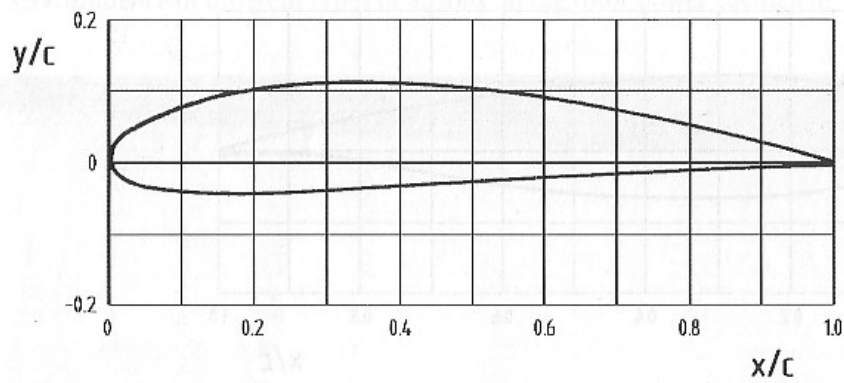
Los perfiles utilizados en el cálculo de estos gráficos tienen su origen en la industria aeronáutica pero también existen perfiles adaptados a la industria naval. Así como existe un paralelismo entre los requerimientos de las aspas de un aerogenerador y las alas de un planeador, las aspas de una MCHFAC podrían compararse a las alas de un hidrofoil.

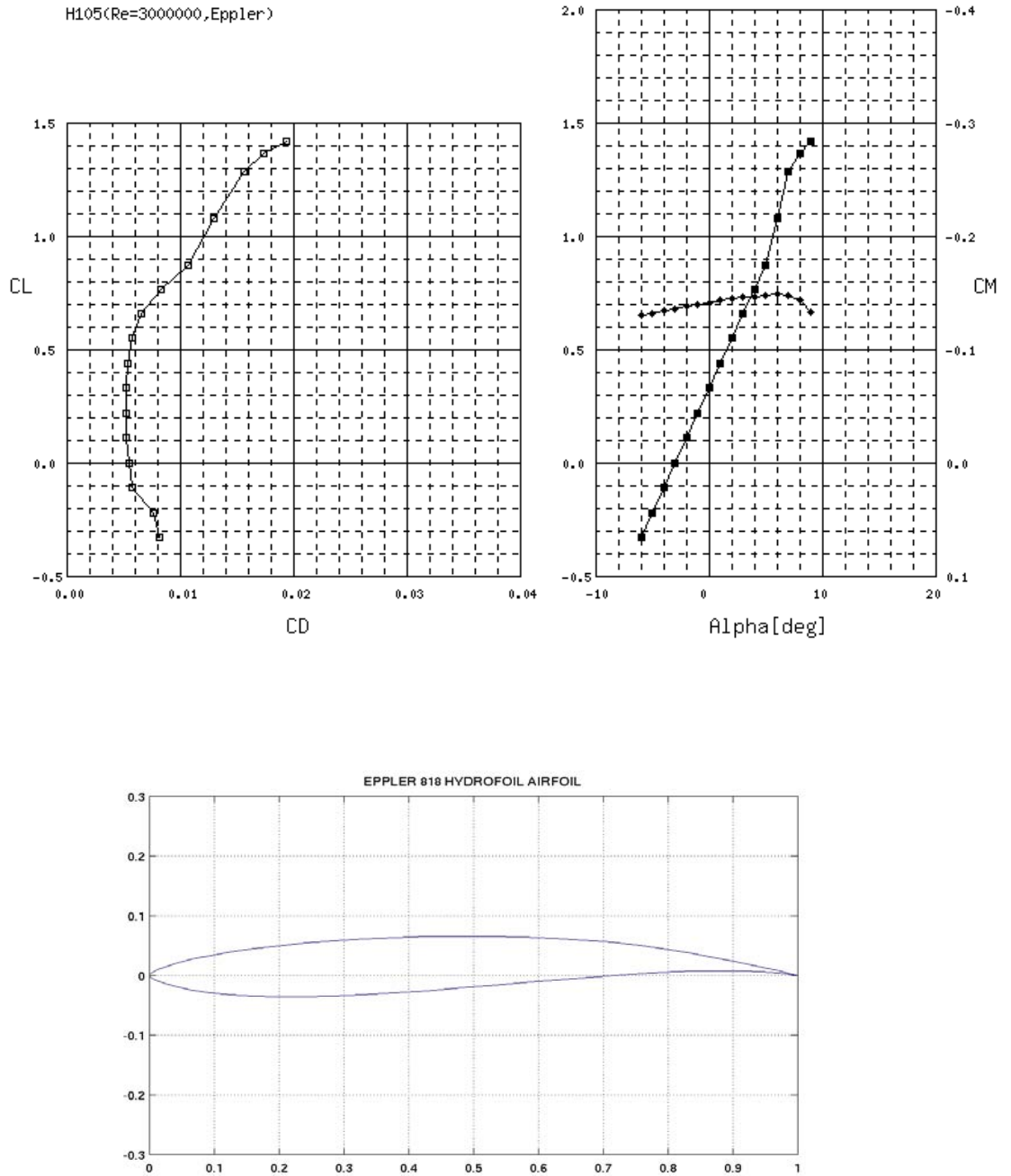
A estos perfiles se les llama laminares. Su principal característica es que la capa límite permanece laminar a lo largo de la mayor parte de la superficie del asa. Estos perfiles tienen un coeficiente de arrastre extremadamente bajo para un cierto rango de ángulos de incidencia. Su principal punto débil es su gran sensibilidad a la rugosidad de la superficie del asa.

A continuación se muestran las características del perfil NACA 4415, muy utilizado en el campo de la energía eólica. Más abajo se muestra el Eppler 817 utilizado en la construcción de alerones de hidrofoil. Se observa que los ratios S/A son muy similares para ambos.



### NACA 4415





**Figura 4.23**

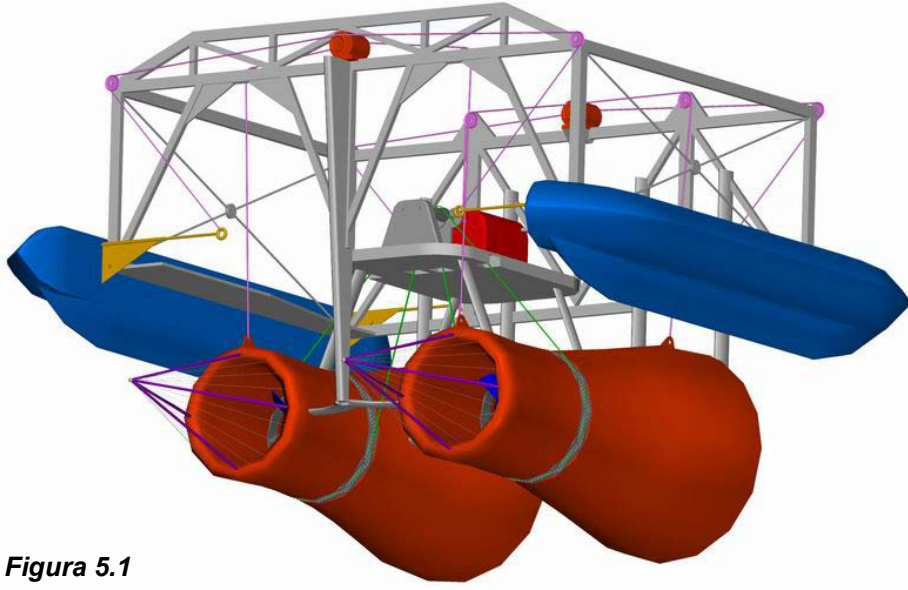
La elección de un perfil u otro no cambian en nada el coste de la máquina y si se hace correctamente puede mejorar en mucho su rendimiento global. Es de gran importancia que esta elección se haga correctamente.

## 5 Modelo propuesto

Una vez repasados los problemas teóricos presentes en la concepción de una MCHFAC podemos plantear un diseño que responda de la mejor manera posible a estos problemas.

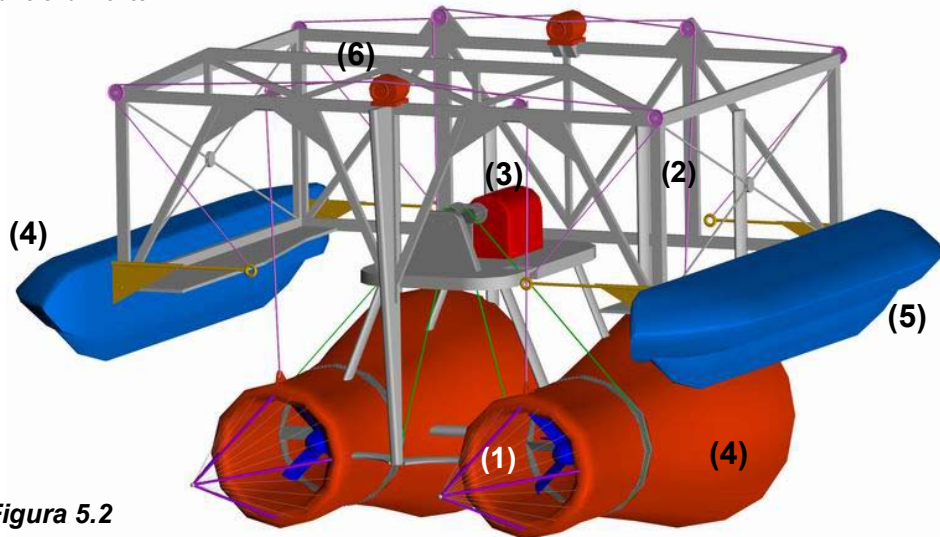
### 5.1 Visión General

La MCHFAC constará de dos turbinas **(1)** girando en sentido contrario para compensar el momento de vuelco que se generarían si girasen en el mismo. Los rotores de dichas turbinas estarán montadas sobre ejes horizontales y completamente sumergidas bajo el nivel del río. Se encontrarán a una profundidad suficiente para que las olas de la superficie no dejen nunca la entrada o la salida al descubierto. La potencia transmitida a los ejes del rotor será transmitida por los medios adecuados a un multiplicador y posteriormente al alternador. Las turbinas estarán montadas debajo un chasis **(2)** que hará de soporte para ellas, los patines y el resto de componentes de la MCHFAC. Sobre dicho chasis estarán el alternador **(3)** y el extremo móvil de la línea de conexión a tierra. En tierra un transformador se encargará de hacer la conversión a la tensión necesaria. Dicho chasis dispondrá de espacio suficiente para que una persona pueda circular por el y acceder a todos los equipos. La flotación del conjunto se consigue por medio del hueco interior del tubo difusor **(4)** y los patines **(5)** situados a ambos lados. Dichos patines tienen dos posiciones: operación y protección. La posición operación utiliza la parte mínima indispensable del patín para garantizar la flotación y no perturbar la corriente. La posición protección proporciona suficiente capacidad de flotación para sustentar todos los equipos, turbinas incluidas, fuera del agua. El izado de las turbinas se realizara mediante un mecanismo **(6)** capaz de sacar del agua las partes sumergidas al mismo tiempo que se voltean los patines a su posición de protección.



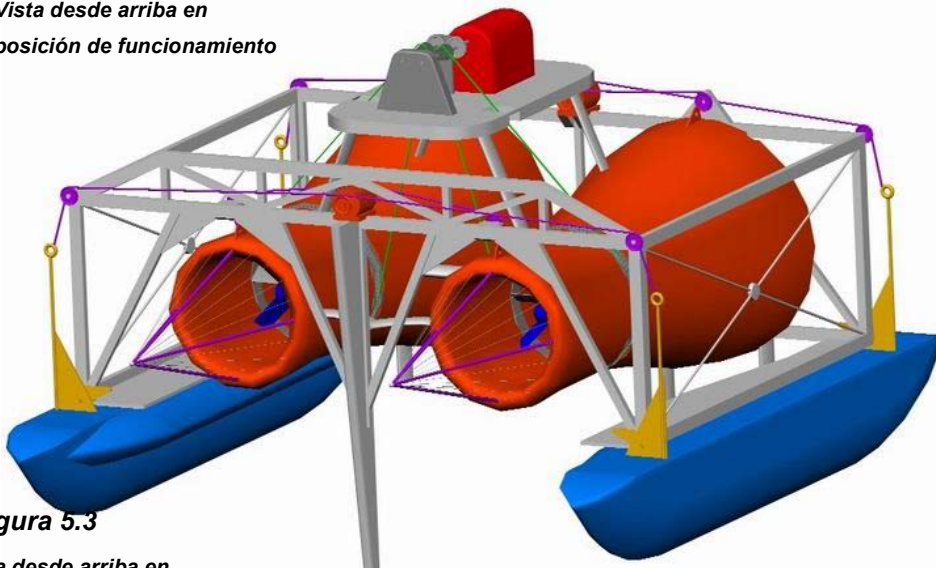
**Figura 5.1**

*Vista desde abajo en posición de funcionamiento*



**Figura 5.2**

*Vista desde arriba en posición de funcionamiento*



**Figura 5.3**

*Vista desde arriba en posición de protección*

## **5.2 Rotor**

Como en muchas otras áreas de la ingeniería, el diseño del rotor en su conjunto no es una tarea que pueda resolverse a través de un planteamiento matemático. En la práctica se trata de encontrar los mejores compromisos entre muchos aspectos y esto se consigue mediante un proceso iterativo.

En el campo de la energía eólica se llevan construyendo grandes prototipos desde antes de la segunda guerra mundial pero sólo hace unos años que los grandes molinos empiezan a ser fiables y económicamente rentables. Ha hecho falta décadas de investigación y desarrollo para conseguir diseños que realmente funcionen y el rotor es quizá la parte de la central que requiera un diseño más fino.

Teniendo en cuenta estas limitaciones se propone un modelo para el rotor. Su geometría se basa en los resultados obtenidos con la teoría de la corona de rotor (4.3.3).

### **5.2.1 Número de aspas.**

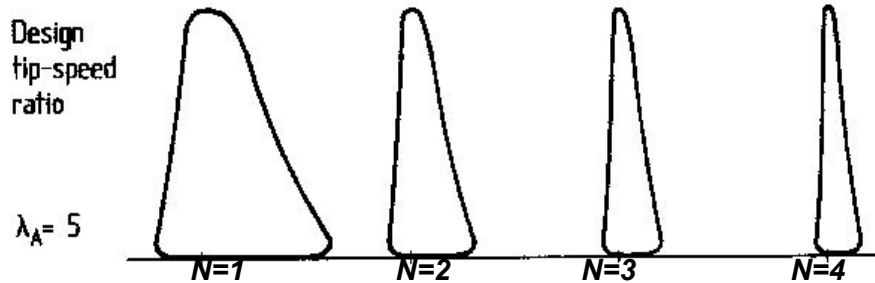
La velocidad de la corriente es muy baja comparada con las habituales en el campo de la energía eólica. Para poder conseguir el TSR óptimo sin que el rotor deba girar demasiado rápido es necesario aumentar la solidez: se utilizará un rotor de 4 aspas.

### **5.2.2 Geometría de las aspas.**

Las aspas de un aerogenerador tienen longitudes del orden de la decena de metros y se fabrican del mismo modo que las alas de un avión. En el centro hay una barra o tubo que aporta la resistencia y sobre este tubo se apoyan unas “costillas” que tienen la forma del perfil seleccionado. Debido a la complejidad de la construcción se renuncia a utilizar la geometría óptima teórica y se aproxima por formas trapezoidales.

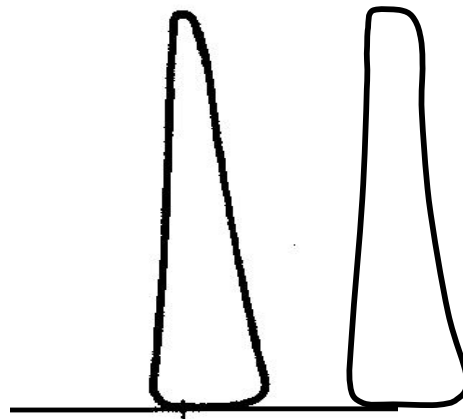
Las aspas del rotor de la MCHFAC se fabricarán por fundición, de la misma forma que las hélices de un barco. En este caso utilizar la forma y

torsionado óptimos no supone ningún coste suplementario ya que una vez realizado el molde se podría repetir las veces que se quiera. Las forma prevista por la teoría de la corona de rotor para un TSR de entorno a 5 con 4 aspas es:



*Figura 5.4*

Existe una diferencia muy importante entre las aspas de un aerogenerador y una MCHFA: la configuración de las puntas. Por un lado esta es la parte del aspa que más aporta al par motor. Por otro lado son la fuente de las turbulencias de punta que reducen el rendimiento global.



*Ensamamiento de las puntas*

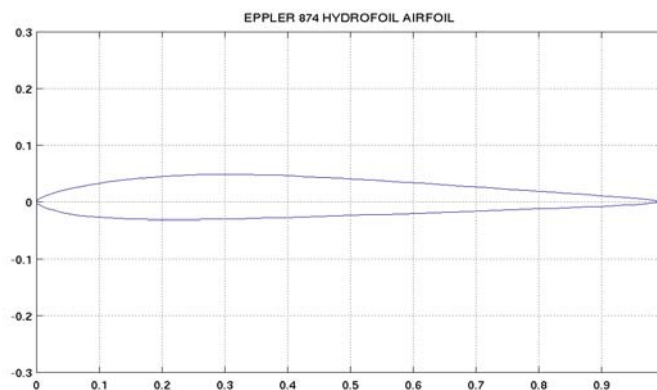
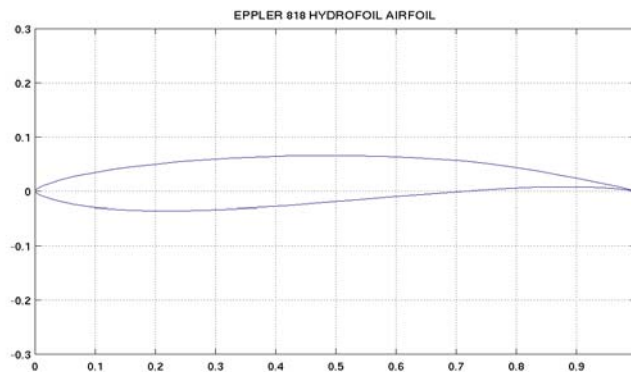
*Figura 5.5*

El origen de estas turbulencias es la diferencia de presión que existe entre las caras de succión presión de un perfil de sustentación. En virtud de dicha diferencia se produce un flujo no deseado que, “salta” el borde de la punta y va de de una cara a la otra. Al estar la punta del aspa confinada dentro de la carcasa o incluso insertando todo el rotor dentro de una corona, la aparición de las turbulencias de punta quedarán muy reducidas. Esto nos

permite ensanchar el extremo final para dar más superficie captación en la zona de mayor producción de par.

### 5.2.3 Perfil.

El rotor utilizará un perfil de tipo laminar con un alto ratio de sustentación/arrastre. Un perfil adecuado sería el Eppler-818 o el Eppler-874.



**Figura 5.6**

### 5.2.4 Ensamblaje.

Las cuatro aspas estarán montadas sobre un buje en su parte interior. Dado el tamaño de las aspas parece más razonable construirlas por separado que fundir todo el rotor de una pieza. Esto además permitirá el recambio de un

aspa en caso de deterioro sin tener que sustituir la totalidad del rotor. Este tipo de sistema existe ya para pequeñas hélices propulsoras de barco.

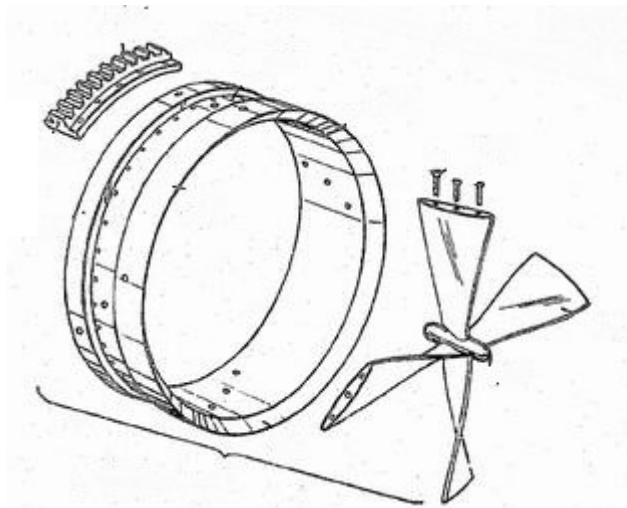


**Figura 5.7**

*Sistema de ensamblaje de las aspas en el buje.*

En la parte exterior, las aspas estarán montadas sobre una corona. En la cara interior, la corona formará parte de la carcasa del rotor y en su cara exterior estarán los medios de transmisión del par al alternador.

*Rotor montado dentro de una corona con engranajes en el exterior.*



**Figura 5.8**

### **5.2.5 Tamaño.**

Las MCHFAC se crean con la vocación de existir en una gama de tamaños estandarizados. Sería imaginable construir tres modelos de 1.5, 2 y 4 metros de diámetro de rotor. La potencia nominal (aproximada) de cada uno de estos modelos si suponemos que el régimen nominal se alcanza a una velocidad de 3,5 m/s serán:

<b>Modelo</b>	<b>Potencia Nominal (Kw)</b>	<b>Caudal Nominal (m<sup>3</sup>/s)</b>
<b>Φ1,5 m</b>	60	6.5
<b>Φ 2 m</b>	100	11
<b>Φ 4 m</b>	380	44

Básicamente los mismos razonamientos son válidos para todos los tamaños y se trataría simplemente de dilatar o contraer sus componentes. Para fijar ideas, en el resto de este proyecto se trabajará sobre el modelo más pequeño.

### **5.3 Carcasa del rotor. Difusor**

En algunos de los apartados anteriores se analizó la importancia de este componente para el rendimiento global de la MCHFAC así como la problemática asociada. En este capítulo se definirá la geometría de la carcasa del rotor teniendo en cuenta lo que ya se expuso.

El estudio de los conductos forzados que llevan el agua a las turbinas de las centrales convencionales nos llevó a plantear un conducto convergente divergente similar al de las turbinas bulbo. En estas centrales el objetivo de este conducto es conseguir la velocidad máxima del caudal en la sección donde se encuentra la turbina. El rendimiento de estas máquinas depende de la velocidad de paso del agua.

Posteriormente, el estudio de las características de un rotor en flujo libre mostró que, para estos dispositivos de sustentación, el rendimiento no depende de la velocidad del flujo sino del ratio de las velocidades de las aspas y la corriente.

Por otro lado vimos que las pérdidas de carga más importantes son las secundarias, producidas en la parte convergente y divergente del conducto. Estas pérdidas eran en el mejor de los casos del orden de un 3% para la tobera y otro tanto para el difusor. La parte convergente también tendrá un efecto negativo en el coeficiente de remanso.

También quedó claro en los primeros apartados que el máximo rendimiento alcanzable con un rotor confinado en un conducto viene dado por la disminución de la velocidad que produce el conducto. El único parámetro que determina la velocidad de salida es el cociente de los radios de entrada y salida.

A la vista de todo esto parece más razonable proponer un sistema **tubo-difusor** en lugar del sistema tobera-difusor. Este sistema nos evita las pérdidas de la parte convergente y el aumento del remanso producido por el obstáculo que supone la tobera. Esta modificación supone también una mayor simplicidad de la geometría del conducto y una mayor facilidad de construcción.

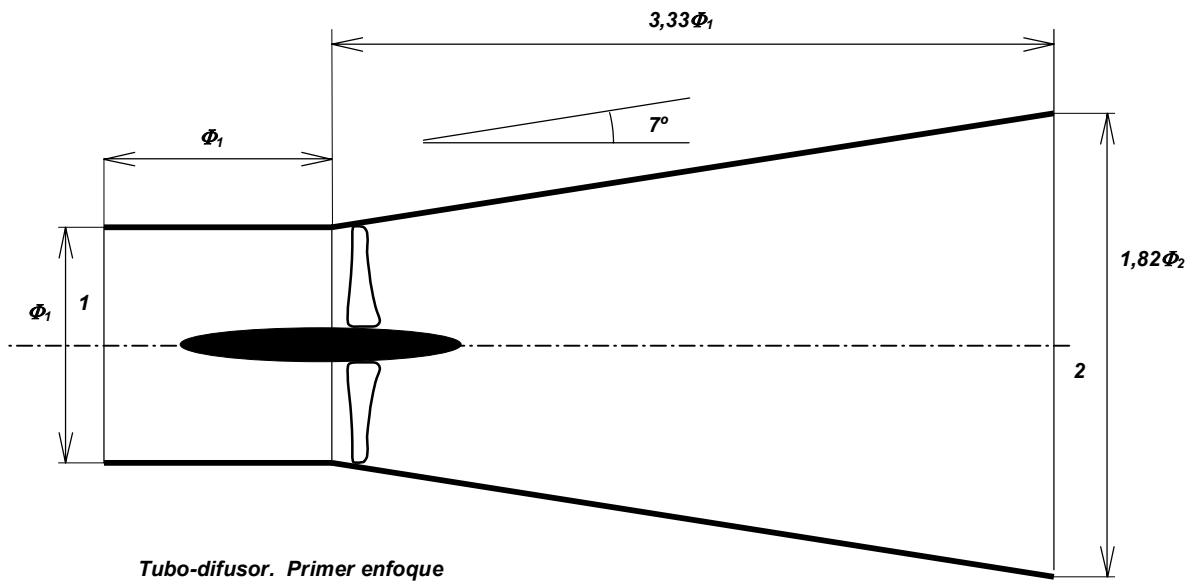
### 5.3.1 Tubo-difusor

Para comenzar a definir la geometría del tubo-difusor veamos de nuevo la tabla que resume todos los parámetros.

K	2/5	9/20	1/2	11/20	3/5	13/20	7/10	3/4	4/5	17/20	9/10	19/20	1
$C_p$	0,974	0,959	0,938	<b>0,908</b>	0,870	0,821	0,760	0,684	0,590	0,478	0,344	0,185	0,000
$V_s/V_1$	0,160	0,203	0,250	<b>0,303</b>	0,360	0,423	0,490	0,563	0,640	0,723	0,810	0,903	1,000
$A_s/A_1$	6,25	4,94	4,00	<b>3,31</b>	2,78	2,37	2,04	1,78	1,56	1,38	1,23	1,11	1,00
$\Phi_s/\Phi_1$	2,50	2,22	2,00	<b>1,82</b>	1,67	1,54	1,43	1,33	1,25	1,18	1,11	1,05	1,00
Longitud/ $\Phi_1$	6,11	4,97	4,7	<b>3,33</b>	2,71	2,20	1,75	1,35	1,02	0,77	0,45	0,21	0

Queremos conseguir el difusor con las características de la columna resaltada. Este difusor tendrá un radio de salida 1,82 veces mayor que la entrada y un área de salida 3,3 veces mayor que la entrada. El agua pierde el 70% de su velocidad y el 90% de su energía. Si tuviese forma de cono sería 3,33 veces más largo que el diámetro de entrada (utilizando el ángulo cónico de 7° que minimiza las pérdidas de carga).

Intentando cumplir estas premisas geométricas podemos plantear un primer modelo completamente simplificado.

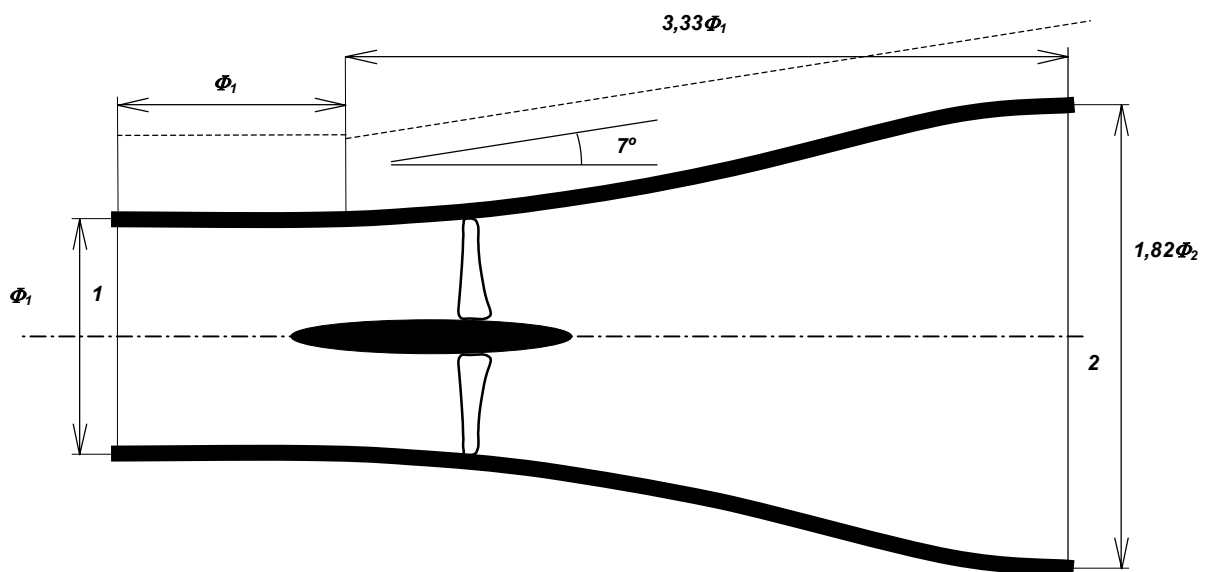


**Figura 5.10**

Este Modelo nos sirve de base para plantear varias mejoras

### 5.3.2 Forma hidrodinámica.

Los bordes afilados y las aristas angulosas son fuente de turbulencias e irreversibilidades. La primera mejora que podríamos aplicar al modelo es suavizar las líneas a lo largo del conducto intentando que localmente se cumpla la condición de ángulo cónico de  $7^\circ$ .



### 5.3.3 Borde de ataque y borde de salida.

Para evitar en la medida de lo posible la formación de turbulencias a la entrada de la corriente en la turbina y la consiguiente pérdida de rendimiento se debe diseñar convenientemente el borde de ataque del tubo-difusor. Se persigue el mismo objetivo que en el borde de ataque de cualquier perfil laminar y podríamos inspirarnos en ellos para darle forma.

A la salida se producirá el encuentro de dos corrientes: la interior, que ha perdido el 70% de su velocidad y la exterior, que circula a la velocidad de la corriente no perturbada. Un borde afilado similar al de los perfiles de ala favorecerá la correcta integración de ambos caudales.

Los mismos principios deben aplicarse al diseño del buje que soporta las aspas.

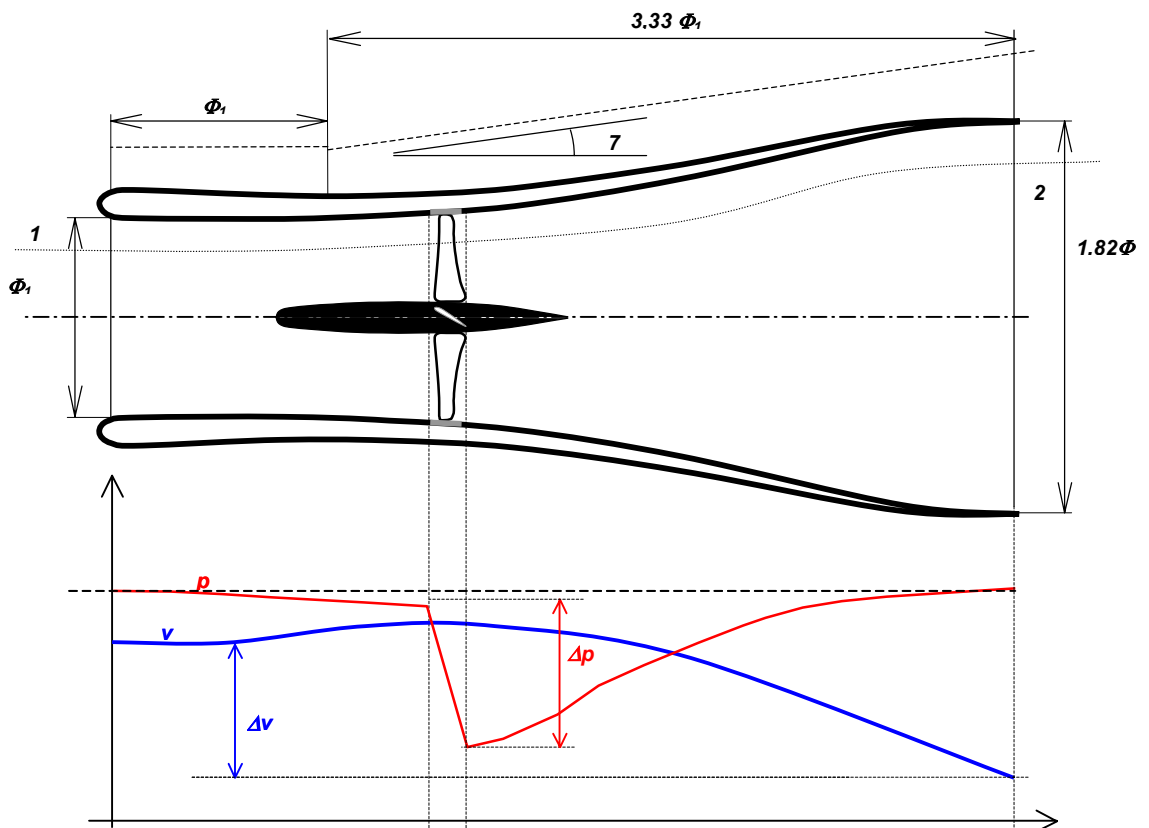
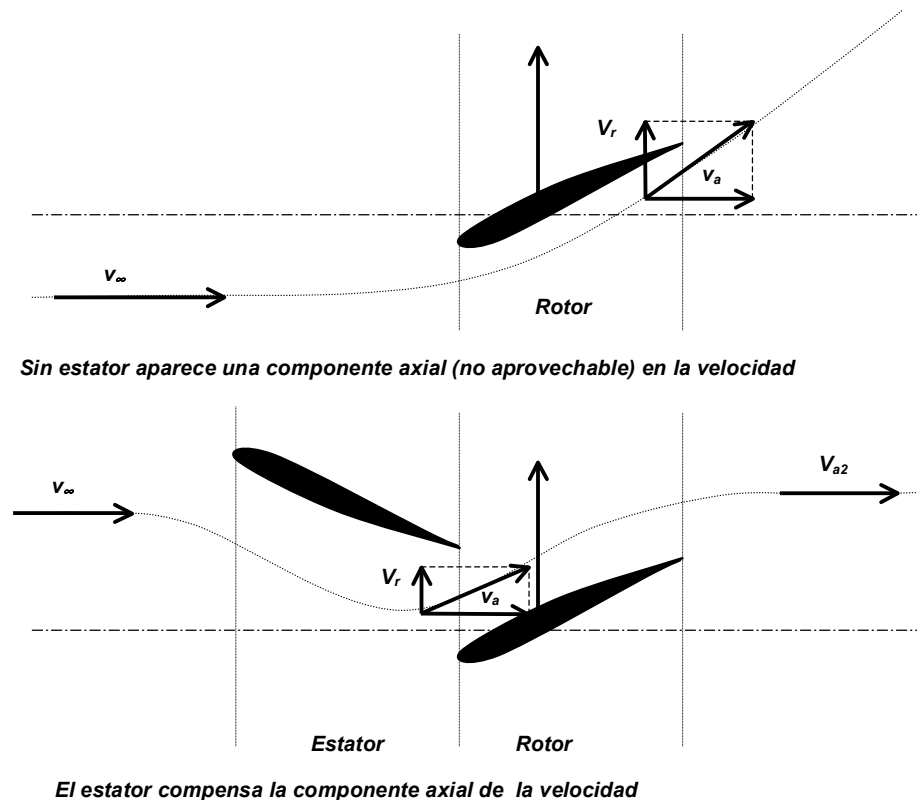


Figura 5.12

### 5.3.4 Estator

La corriente no perturbada tiene una velocidad puramente axial. A su paso por el rotor la corriente adquiere un movimiento de rotación. Para el caso de flujo libre una parte de la energía entrante se convierte en energía de rotación y no puede ser aprovechada. Esta es una de las razones por las que no se puede alcanzar el límite de Betz como se explicó en el apartado 4.3.3. Esta energía de rotación que se “tira” a la salida podría ser recuperada situando un estator aguas arriba del rotor.

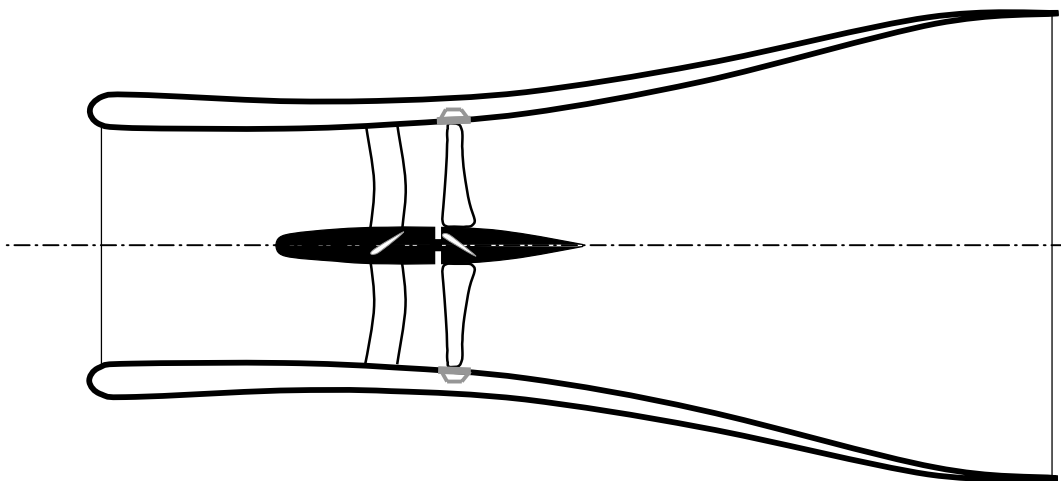
La función de este estator sería la de poner la corriente en “pre-rotación” de forma que a la salida del rotor el flujo fuera de nuevo axial. Si ahora se hace un balance energético entre la entrada y la salida del tubo-difusor, las pérdidas por energía de rotación en el escape quedan anuladas.



**Figura 5.3.4-1**

Las aspas del estator estarán unidas a la estructura de la carcasa y al buje. Si las aspas del rotor tienen un mecanismo de control del calado, las aspas del estator también tendrán que tenerlo.

El estator también tiene una importante función estructural. Si el par motor se transmite de forma periférica, a través de la corona que contiene al rotor, la estructura del estator puede encargarse de absorber parte del empuje axial y radial. El par de rozamiento que genera el empuje radial y axial será mucho menor si es absorbido cerca del centro, por un eje axial soportado por el estator. De esta forma se simplificarán los medios de transmisión situados en la periferia.



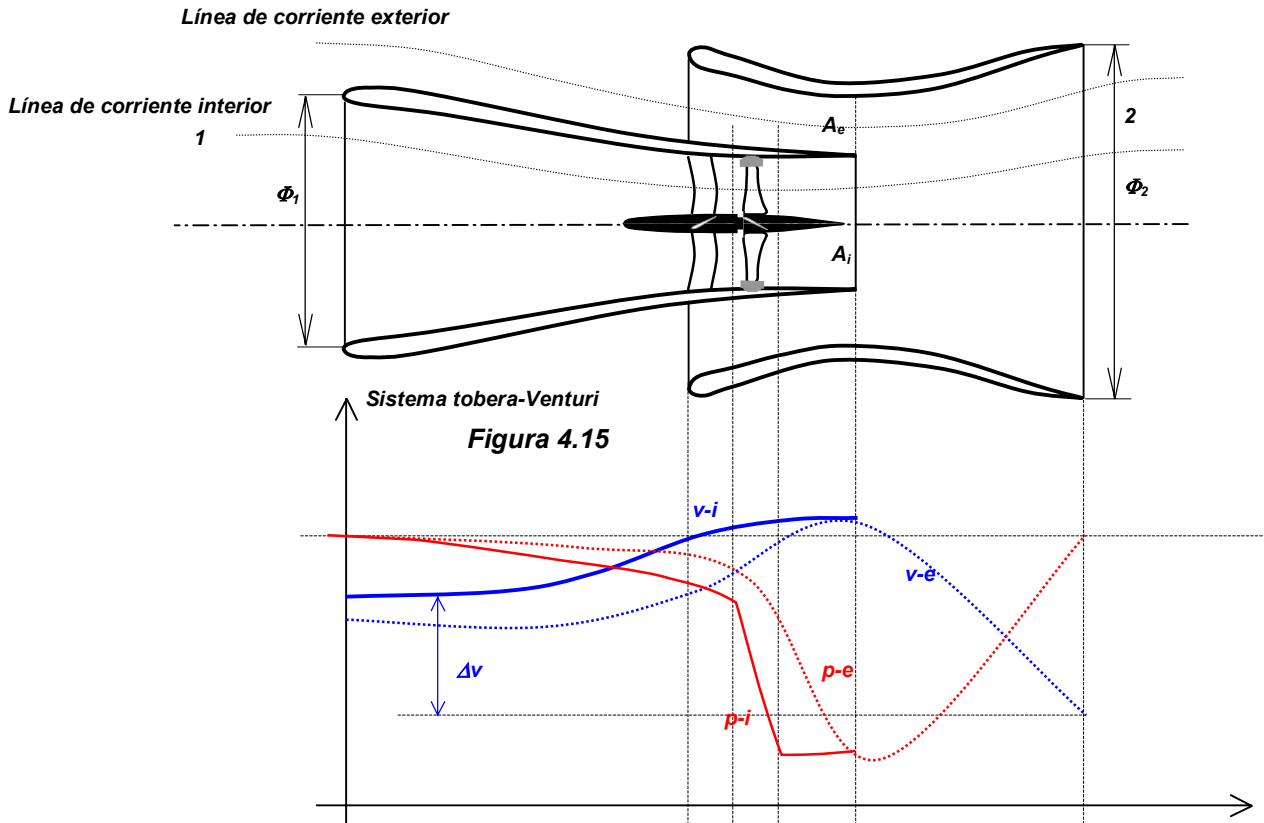
*Figura 5.14*

### **5.3.5 Tobera-Venturi**

El principal inconveniente del modelo de tubo-difusor planteado es su tamaño. Para aprovechar una profundidad  $\Phi_1$  necesitaremos una corriente que sea al menos  $1,82\Phi_1$  veces más profunda. Esto afecta muy negativamente al número de lugares en que podría utilizarse la MCHFAC. Por ejemplo, para el modelo de MCHFAC más pequeño, con un diámetro de entrada de 1,5 metros necesitaremos corrientes de al menos 2,73 metros de profundidad.

La razón de ser del difusor es devolver el fluido que pasa por la turbina a la presión atmosférica. Convertimos parte de la altura cinética del agua

turbinada en altura de presión para poder eyectarla en la salida. Esta transformación requiere un difusor ancho y largo. Una posible solución sería la siguiente.



En lugar de recuperar la presión atmosférica para poder eyectar el fluido turbinado, preparamos una porción no turbinada a baja presión mediante un Venturi para eyectar la porción turbinada.

Para que el sistema funcione la presión del hilo exterior en la sección  $A_e$  debe ser igual o un poco inferior a la presión en el hilo interior en  $A_i$ . De este modo la corriente interior puede incorporarse o incluso ser succionada por la corriente exterior. En otras palabras lo que este sistema hace es utilizar la potencia contenida en la corona de corriente que circula por el Venturi para "bombear" la corriente turbinada hasta las condiciones atmosféricas.

## 5.4 Flotación

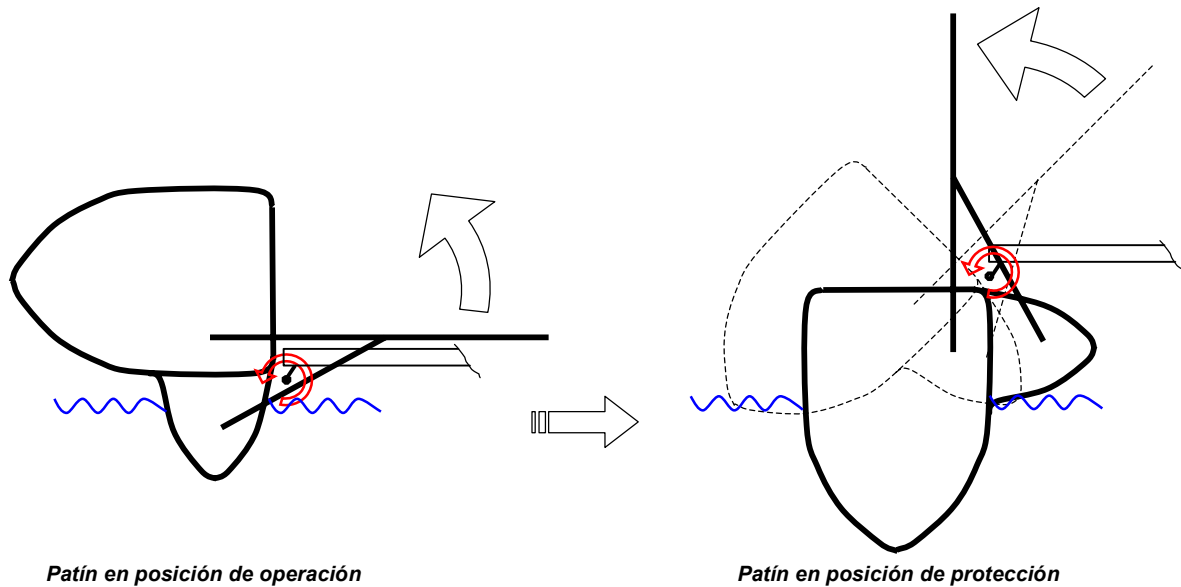
Quizás la característica más específica de las MCHFAC es su flotabilidad. Se podrían imaginar sistemas de aprovechamiento de la energía cinética de los ríos fijados de otros modos: Mediante mástiles, reposando sobre el fondo, etc. Las razones para preferir un sistema flotante se esbozaron anteriormente:

- Si montamos las turbinas de la MCHFAC bajo una estructura flotante podremos conseguir posicionarlas justo en el punto de máxima velocidad de la corriente
- Una estructura flotante puede ser fácilmente transportada por río (si éste es navegable). Fácilmente reubicada si las condiciones del cauce cambian. Fácilmente llevada a la orilla si las condiciones del río pone en peligro su integridad.
- Se evitan los posibles impactos producidos por rocas o similares arrastradas por la corriente al no estar en contacto con el fondo.

Los elementos de flotación principal son los dos patines laterales. Estos patines están concebidos de forma que puedan trabajar en dos posiciones. Su perfil está formado a partir de dos perfiles tipo canoa separados 90°. En la posición de operación, es el perfil pequeño el que sustenta la MCHFAC. Su inserción en la corriente debe ser la mínima y su empuje vertical el suficiente para soportar el peso de todos los elementos menos el equivalente al empuje de las turbinas.

Girando 90 grados los patines e izando las turbinas se pasa a la posición de protección. En esta configuración es el perfil grande (y en menor medida el pequeño) quien se encarga de soportar todo el peso.

Estos patines pueden ser fabricados utilizando la técnica y materiales propios de la industria naval. El casco deberá ser resistente a la corrosión para garantizar una vida suficientemente larga y resistente a los posibles impactos de objetos o con el fondo. El espacio interior de estos patines estará relleno de



**Figura 4.16**

un material de baja densidad que impida que se inunden en caso de fisura o bien separados en varios compartimentos estancos.

Por razones que se explicarán en el apartado 5.9 cada patín estará sobredimensionado para proporcionar el doble del empuje necesario para mantener a flote una MCHFAC aislada.

Un segundo elemento que puede ser utilizado en la flotación es el espacio hueco de las carcasas de la turbina. Estos perfiles, similares a alas de avión, tienen importantes espacios vacíos. sería posible utilizar estos compartimentos para aumentar la flotabilidad.

## **5.5 Transmisión y multiplicador**

La función de la transmisión es llevar el par motor al eje de la máquina que lo vaya a utilizar. La máquina que recoge el par de la transmisión será un multiplicador cuya función será adecuar el número de revoluciones por minuto al valor requerido por el alternador.

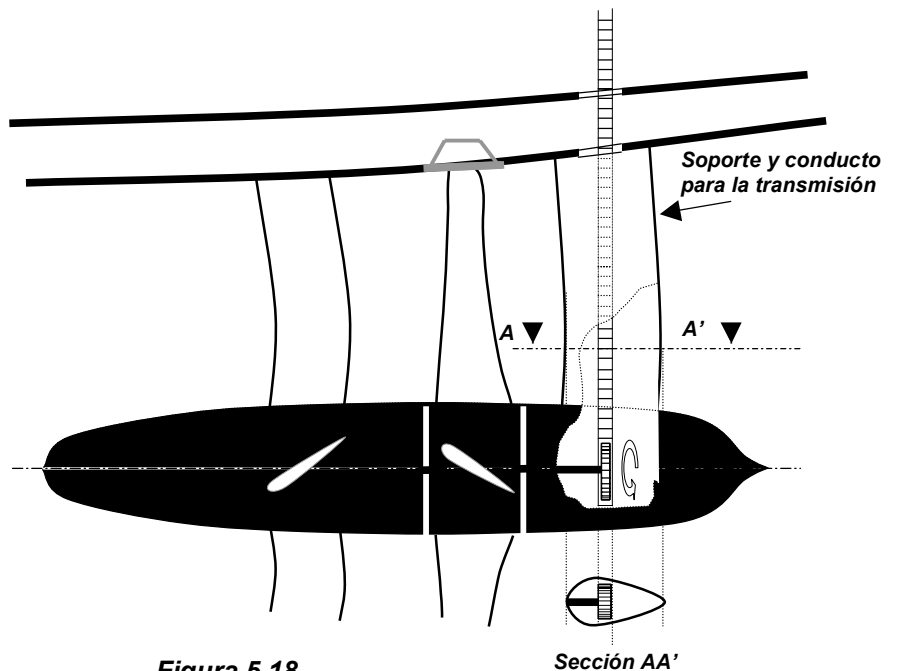
Los medios utilizados para transmitir el par recuperado por el rotor serán muy distintos dependiendo de si se transmite a partir del eje o de la periferia del rotor. Una transmisión que parta desde el eje tendrá que atravesar el tubo-

difusor y supondrá un obstáculo para la corriente. Una transmisión periférica deja libre el conducto del rotor pero conlleva mayores dificultades de diseño.

### 5.5.1 Transmisión desde el eje.

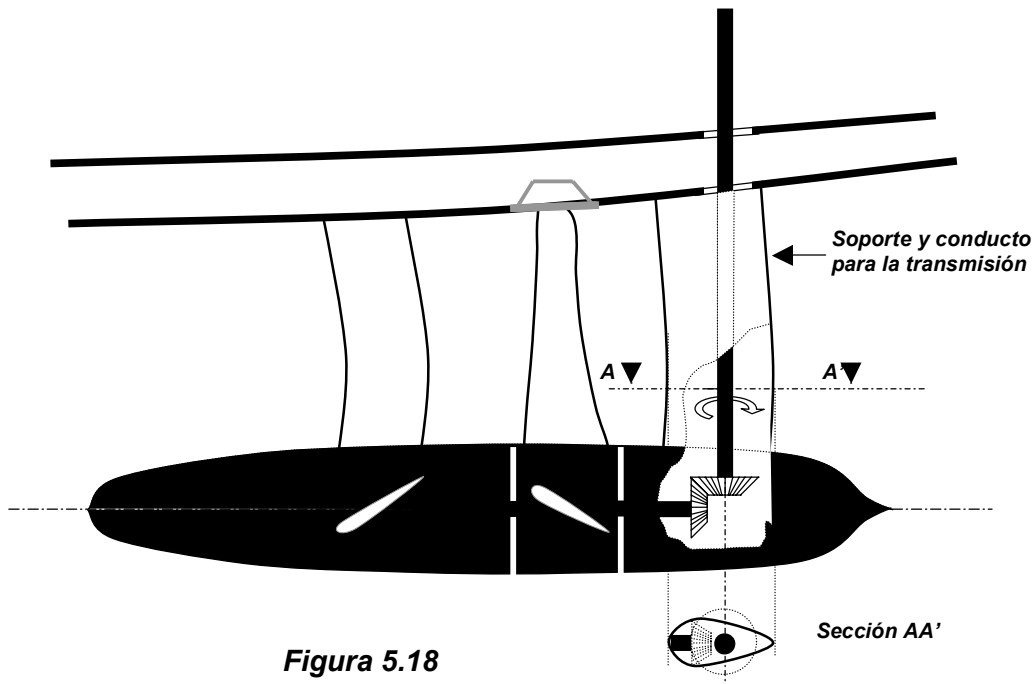
Para este caso se presentan dos posibilidades: hacer pasar los medios de transmisión a través de la corriente turbinada procurando perturbarla lo menos posible o bien partir la corriente en dos dejando un espacio vacío en medio para la transmisión.

En el primer caso se podría utilizar un eje horizontal que arrastra mediante un piñón una cadena de transmisión que discurriría por el interior de un brazo hueco y con forma exterior hidrodinámica. Dicho brazo servirá a la vez de conducto para la cadena de transmisión y de soporte para el rotor. Este es el sistema que fue empleado satisfactoriamente en la construcción del prototipo de flujo libre de la “Northern Territory University”.



Otra posibilidad sería utilizar un eje vertical que engranaría mediante un piñón cónico con el eje horizontal. Este sistema podría utilizar el mismo sistema de brazo hueco y soporte situado aguas abajo del rotor.

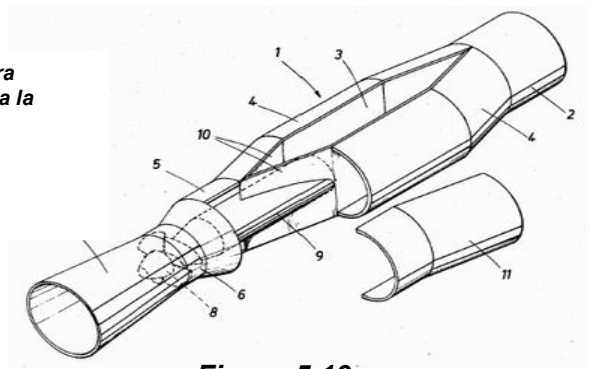
En ambos casos en el diseño del brazo se tendrán muy en cuenta los aspectos hidrodinámicos. Este brazo tendrá una sección similar a uno de los perfiles laminares que ya se han mencionado y que se utilizaron en el perfilado del buje, las aspas del estator y el rotor.



**Figura 5.18**

Si optamos por partir la corriente se ganaría mucho en simplicidad ya que la maquinaria empleada no estaría en contacto con el agua y se podría utilizar tecnología convencional. También mejoraría mucho la accesibilidad de los equipos ya que podría llegar a ellos incluso cuando la central está en funcionamiento.

*División del canal para simplificar el acceso a la maquinaria*

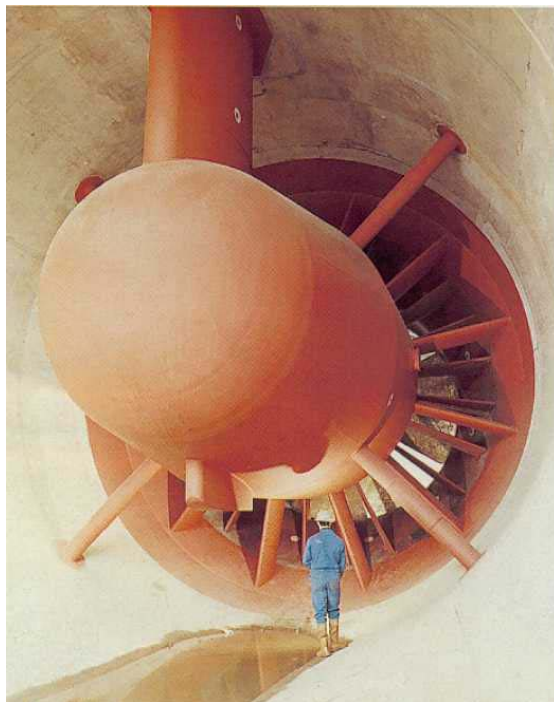


**Figura 5.19**

Para que la corriente no varíe su velocidad a causa de la bifurcación tendrá que cumplirse que la suma del área de ambas secciones sea igual al área del conducto no bifurcado. Este diseño simplifica la transmisión, pero complica la construcción y dificulta el paso del agua. Su efecto sobre el coeficiente de remanso sería negativo.

El caso extremo sería el de los grupos bulbo. En estos grupos la transmisión, el multiplicador y el alternador se encuentran dentro de una cápsula estanca en medio de la corriente. Debido a su gran volumen, no sería una solución práctica para las MCHFAC.

*Grupo bulbo de la central mareomotriz de La Rance*



**Figura 5.20**

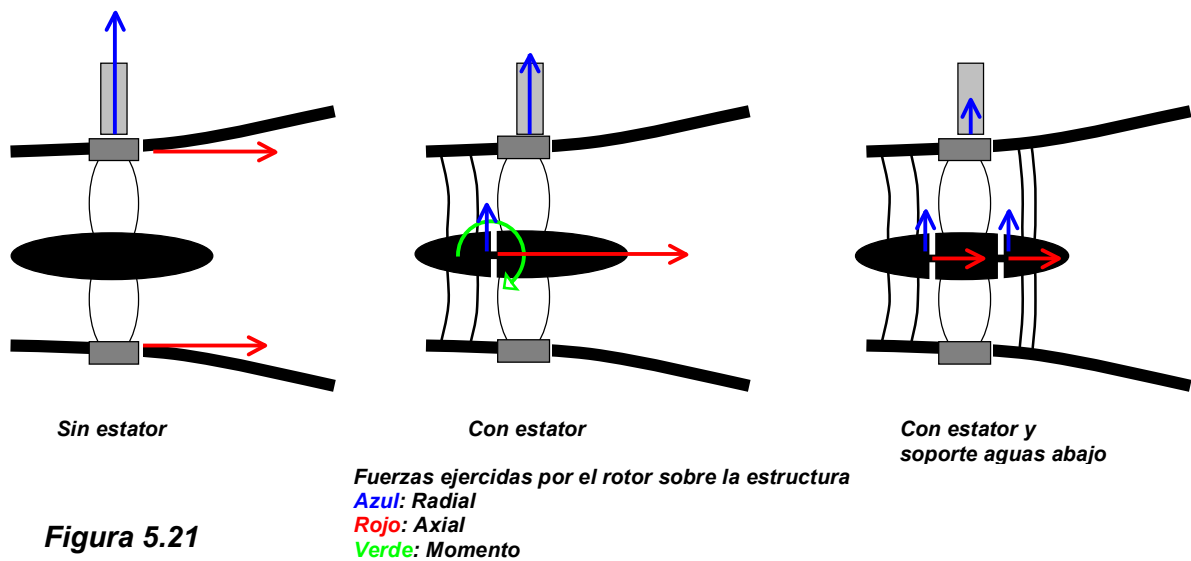
### **5.5.2 Transmisión desde la periferia.**

Utilizando esta forma de transmisión dejamos totalmente despejado el camino a la corriente y mejorará el rendimiento. El principal problema de un mecanismo así es el la absorción de los esfuerzos generados.

Estos esfuerzos provienen principalmente de la acción del agua en el sentido axial y de la acción del mecanismo de transmisión en sentido radial. Sería muy complejo y muy costoso fabricar rodamientos u otros medios de deslizamiento que actuasen en toda la zona circular de contacto entre la corona

exterior del rotor y el tubo difusor. Aún si consiguiésemos idear este tipo de rodamientos, el par de frenado resultante sería muy superior al generado en un eje central ya que el par de frenado producido por las fuerzas de rozamiento crece linealmente con el radio ( $M_f = r \times F_r$ ).

Una solución posible ya se insinuó en el apartado del estator. Se podría utilizar esta estructura para soportar esos empujes. Veamos cualitativamente como serían estos esfuerzos.



**Figura 5.21**

Si usamos un eje central con **un solo apoyo en el estator**, se reduce el esfuerzo radial transmitido por la corona exterior ya que parte es absorbida por el estator y el esfuerzo axial podría ser soportado íntegramente por el estator. El problema de esta configuración “asimétrica” es que aparece un momento flexor en el eje.

Si utilizamos un eje central con **un apoyo anterior y otro posterior**, el esfuerzo radial sobre la transmisión disminuye aún más. El empuje axial se repartirá entre ambos apoyos. Esta configuración no genera un momento flexor sobre el eje.

El segundo apoyo será de características similares al estator pero no estará inclinado. Utilizará también un perfil hidrodinámico laminar y será lo menos “obstrusivo” posible.



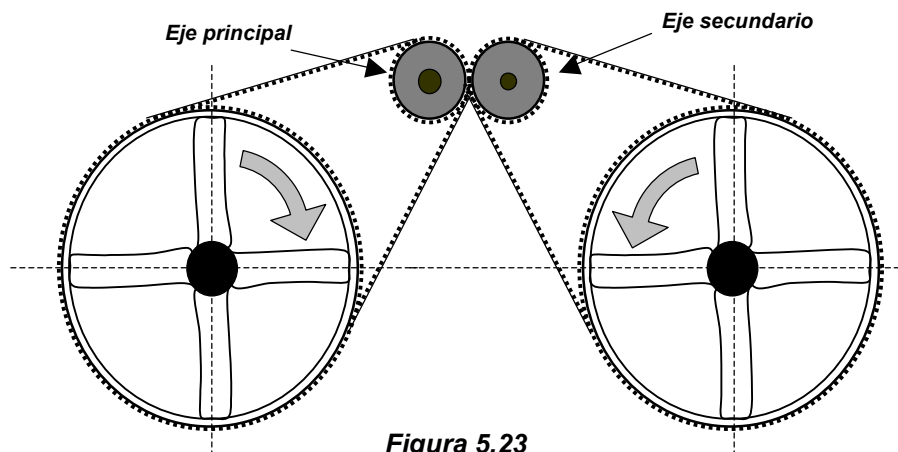
Con esta configuración, las acciones que ejerce el rotor pasan a la estructura de la MCHFAC a través de las aspas del estator y de la estructura trasera. Se evita así que dichas acciones se ejerzan directamente por contacto en la periferia.

Una vez garantizada la absorción de esfuerzos por la estructura podemos plantear el mecanismo de transmisión en si mismo.

#### **5.5.2.1 Mediante cadena o correa.**

Para conseguir una transmisión síncrona podemos acoplar un perfil dentado al exterior de la corona sobre la que están montadas las aspas del rotor. La rueda dentada así formada podría arrastrar una correa sincronía o una cadena de transmisión.

La MCHFAC tendrá un alternador para cada dos rotores, por esto, el par procedente de ambas turbinas tendrá que converger sobre un solo eje. En un primer paso se podría llevar el par hasta dos ejes paralelos y simétricos, que al estar engranados girarían solidariamente. Uno de estos ejes sólo hace de soporte para su piñón y el otro, más grueso, transmitirá el par motor “conjunto” al alternador. Todas estas correas y maquinaria estarán cubiertas y protegidas por una envolvente adecuada para que no queden expuestas al contacto del agua o los operarios.

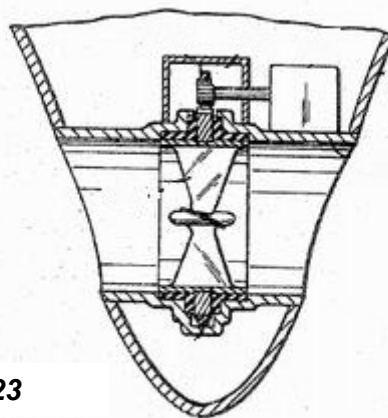


**Figura 5.23**

### 5.5.2.2 Mediante engranaje.

Este montaje es muy similar al anterior, en este caso la periferia externa del rotor se pone en contacto con un engranaje en lugar de con una cadena. Después habrá que hacer converger sobre el eje del reductor los pares de salida de ambos rotors. Esto se puede lograr mediante acoplamientos de cambio de dirección. Requiere menos espacio que las correas o cadenas pero conlleva más pérdidas energéticas y un mayor coste.

*Transmisión desde la periferia mediante un tren de engranajes*



**Figura 5.23**

### 5.5.3 Multiplicador

La MCHFAC está pensada para conectarse a la red eléctrica y por tanto deberá cumplir ciertas condiciones de sincronismo con la frecuencia de la red. Esta condición de sincronismo impone una velocidad de giro del alternador.

### Velocidad de sincronismo del generador (rpm)

Número de polos	50 Hz	60 Hz
2	3000	3600
4	1500	1800
6	1000	1200
8	750	900
10	600	720
12	500	600

La velocidad de giro del rotor es muy inferior a estos valores, incluso para un alternador con gran número de polos. Para conseguir la velocidad de rotación adecuada en la entrada del alternador es necesario un multiplicador. Estas máquinas convierten la rotación de salida del rotor de muy bajas rpm y alto par a bajo par y altas rpm.

La velocidad de giro del rotor es directamente proporcional al TSR y a la velocidad de la corriente e inversamente proporcional al radio del rotor.

$$\omega(RPM) = \frac{2\pi\lambda v}{60R} \quad (5.1)$$

Donde:

$\lambda$  es el TSR

$v$  es la velocidad de la corriente

$R$  es el radio del rotor

Para un rotor de 4 aspas el TSR óptimo hallado para el prototipo mencionado en el apéndice A es de entorno a 4. El óptimo previsto por la teoría de la banda de rotor es aproximadamente 6. Con una velocidad de corriente de entorno a 3 m/s y un diámetro de 1,5 m. el rotor girará a unas 150 rpm (para el TSR de 4). Para alcanzar un valor de, por ejemplo, 1500 necesitamos un mecanismo multiplicador con un factor 10.

La solución adoptada en la industria de los aerogeneradores es insertar un multiplicador en el eje del rotor entre el buje y el alternador. Estos componentes no realizan su función con un 100% de eficiencia. Consumen

entorno a un 2% de la potencia generada además son una fuente importante de ruidos y suponen entorno al 5% del coste total.

La forma en que se realiza la transmisión en las MCHFAC nos podría permitir eliminar este componente. En el diseño propuesto para la MCHFAC el par motor se transmite mediante una cadena desde la periferia del rotor. Si esta cadena se engrana en un piñón de menor diámetro que el rotor, estaremos produciendo una multiplicación. El factor de dicha multiplicación viene dado por la relación de los diámetros.

$$N = \frac{\phi_{rotor}}{\phi_{piñon}} \quad (5.2)$$

Si la MCHFAC es la más pequeña (1,5 m de diámetro de rotor) sería necesario un piñón de 15 cm. de diámetro para conseguir el factor de multiplicación deseado. Este tamaño parece perfectamente posible para el rango de potencias en que trabaja este modelo. Este piñón estará montado en el eje de entrada del alternador y de este modo conseguimos conectar directamente el rotor con el alternador. Hemos simplificado a una sola etapa la transmisión y la multiplicación.

Para dar mayor versatilidad al sistema se podrían montar sobre el eje de entrada una serie de piñones de diferente número de dientes de forma que engranando uno u otro pudiéramos ajustar el valor de N a las condiciones de la corriente.

Si en lugar de la transmisión por cadena se utilizase la transmisión mediante engranaje, el resultado sería el mismo. El engranaje en contacto con la periferia del rotor tendría que tener un diámetro de 15 cm y obtendríamos directamente el mismo grado de multiplicación.

## **5.6 Alternador**

El alternador se encarga de transformar el par transmitido a su eje de entrada en una corriente eléctrica utilizable. Esta función se puede realizar empleando máquinas de varios tipos y conectándolas a la red en varias

configuraciones diferentes. A continuación se explican diferentes modalidades así como sus ventajas y limitaciones.

### **5.6.1 Alternadores Asíncronos en conexión directa.**

Desde el punto de vista del principio físico-eléctrico utilizado, los generadores trifásicos pueden ser síncronos o asíncronos. Ambas máquinas comparten el mismo tipo de diseño en los arrollamientos del estator. La diferencia se encuentra en como se genera el campo eléctrico en el rotor.

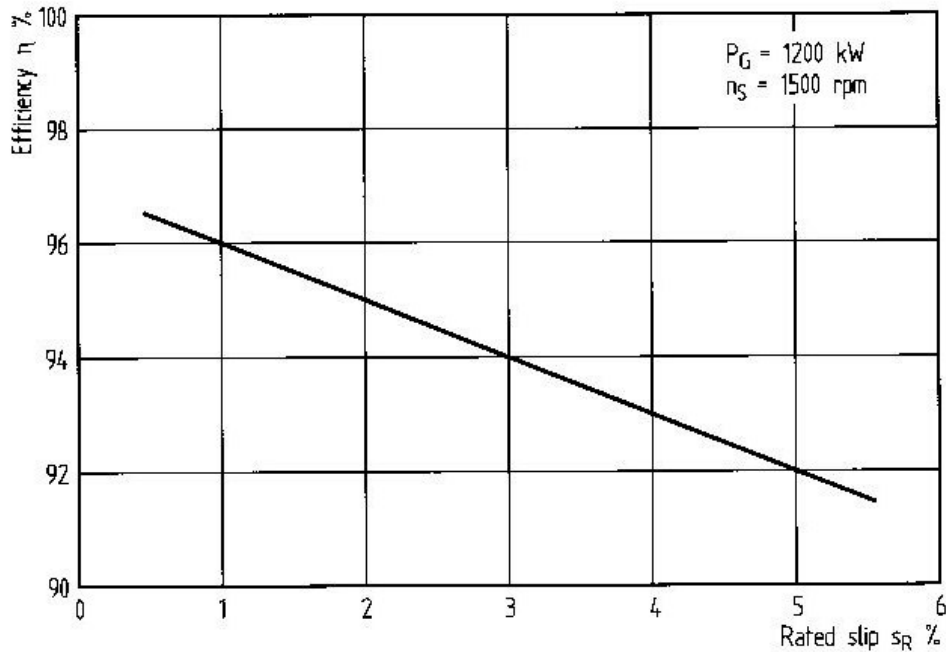
En el rotor del generador asíncrono el campo se induce mediante un movimiento relativo entre rotor y estator llamado slip. Cuando hay sincronismo perfecto el generador no produce energía.

$$s = \frac{n_{sincronismo} - n_{mecánico}}{n_{sincronismo}} \quad (5.3)$$

El par mecánico inducido entre el rotor y el estator depende del valor del slip. Este parámetro nos da la capacidad de “desfase” del movimiento del rotor con respecto a la corriente de la red.

Es ésta posibilidad de funcionar con un ligero desfase positivo con respecto a la frecuencia de la red la que hacen este tipo de máquina la más común en las mini hidráulicas y en los aerogeneradores. En este tipo de aplicaciones el par generado es variable y el alternador debe poder soportar estas oscilaciones.

El rotor de un generador asíncrono es del tipo “jaula” (está en cortocircuito). El valor máximo de  $s$  depende de la resistencia del circuito del rotor. Se puede concebir un rotor con resistencia variable y en el que podamos controlar el slip. El aumento del slip mejora el rango de desfases en el que el generador puede operar, pero disminuye el rendimiento del sistema.



### 5.6.2 Alternadores síncronos y conexión mediante inversores de frecuencia.

EL rotor de los alternadores síncronos se compone de un conjunto de electroimanes excitados mediante corriente continua. El rotor gira a la misma frecuencia que el campo eléctrico del estator, es decir, de la red eléctrica. Un punto del rotor siempre ve el mismo valor del campo del estator, sin embargo el rotor puede estar adelantado o atrasado un ángulo llamado ángulo de carga que depende del par soportado.

La necesidad de sincronismo exacto con la red hace que estas máquinas solo puedan trabajar por ellas solas en un pequeño rango de velocidades de la corriente y que ejerzan grandes cargas sobre el mecanismo multiplicador. En la práctica este tipo de alternadores funcionan a velocidad variable y se conectan a la red a través de inversores de frecuencia.

Los inversores de frecuencia son sistemas que utilizan electrónica de potencia para pasar de corriente alterna de frecuencia variable (debida a fluctuaciones de la corriente) a corriente continua y de nuevo a alterna con la frecuencia de la red.

Los generadores síncronos tienen mejores rendimientos que los asíncronos pero esa diferencia se pierde casi por completo al realizar esta doble conversión.

### **5.6.3 Criterios de elección**

#### **Comportamiento al conectarse a la red**

La conexión del alternador a una red con una frecuencia fija fuerza al alternador a girar a una velocidad constante. En el otro extremo, el rotor quiere seguir las variaciones de la corriente. Entre medias se encuentra el mecanismo de multiplicación. La consecuencia son grandes solicitaciones en el multiplicador y fluctuaciones en la potencia generada. Para reducir estos efectos se necesita un cierto grado de libertad entre la velocidad de la corriente y la del alternador. La experiencia en el campo de la energía eólica indica que un 2 a 3 por ciento de "elasticidad" sería suficiente. Estos valores son alcanzables mediante el slip de un generador asíncrono.

#### **Rango de velocidades**

Esta elasticidad es suficiente para relajar las cargas soportadas por el multiplicador, pero no bastan para maximizar la producción de energía adaptándose a todo el rango de velocidades de la corriente que se pretende aprovechar. Esa amplitud en variabilidad solo podría alcanzarse utilizando un alternador síncrono de velocidad variable con inversores.

#### **Disponibilidad**

Los motores asíncronos están muy extendidos en todos los campos de la industria por lo que existe una enorme gama de modelos para todos los rangos de potencia. Estos motores pueden ser utilizados como generadores con variaciones mínimas en su diseño. Estos motores o generadores son muy robustos, relativamente económicos y requieren muy poco mantenimiento. Los motores síncronos también están muy extendidos pero su coste y sus requerimientos de mantenimientos son mayores

#### **Sincronismo e interferencias con la red**

Los generadores asíncronos se adaptan sin ningún problema a la frecuencia de la red. Esto no es así para los síncronos, quienes además introducen armónicos parásitos en la red a causa de las conversiones realizadas por los inversores.

### **Rendimiento**

La diferencia de rendimiento para alternadores asíncronos con bajo slip y generadores síncronos es pequeña, del orden del 2%. Si incluimos las pérdidas producidas por los sistemas electrónicos, el rendimiento de ambas soluciones es prácticamente igual.

### **Coste**

La electrónica de potencia se abarata constantemente a la vez que la calidad y el rendimiento de los componentes aumenta. Hace un par de años el inversor costaba más que el propio alternador síncrono y hoy en día la situación ya no es la misma. El sistema síncrono con inversores es alrededor de un 50% más caro que el asíncrono pero permite capturar energía de un rango más amplio de velocidades de la corriente. De nuevo el compromiso es difícil.

Aunque estas consideraciones vienen del estudio de la tecnología utilizada en la industria de la energía eólica, los razonamientos sirven perfectamente para la elección del alternador de las MCHFAC.

Para el caso de las MCHFAC habrá que tener en cuenta algunas diferencias:

- Menor variabilidad en la corriente. Esto implica una menores solicitaciones del mecanismo multiplicador y menores requerimientos de elasticidad.

- Condiciones de operación más severas: medio acuático, constantes oscilaciones de la MCHFAC... La robustez será de enorme importancia.

-Potencia nominal por central menor que en el campo de los aerogeneradores. El coste del alternador se reparte entre menos Kwh producidos. El precio será también un factor decisivo.

Por todo ello la opción más adecuada sería un alternador asíncrono elegido entre los utilizados en aplicaciones marinas. Se buscaría un valor bajo del slip para mantener un rendimiento alto y se podría conectar directamente a la red.

## **5.7 Protección**

En este apartado se trata la forma en que debe protegerse la MCHFAC para evitar que sufra daños tanto ante condiciones de funcionamiento excepcionales y extremas como ante pequeñas agresiones cotidianas.

Uno de los mayores problemas a los que se enfrenta un aerogenerador es su autoprotección. La velocidad del viento varía dentro de un rango muy amplio y la parte superior de ese rango es tan energética que podría destruirlo si permaneciese en funcionamiento. Para las MCHFAC estas circunstancias son menos graves. La velocidad del agua de un río varía menos y lo hace dentro de un intervalo mucho más estrecho, donde los máximos se conocen de forma precisa y son, comparativamente, “menos extremos”. Además la velocidad del agua vendrá dada por las precipitaciones, esto genera un retardo entre la causa y el efecto de días , para el agua, o meses , para la nieve.

La última ventaja de las MCHFAC en este aspecto se puede resumir así: Un aerogenerador no se puede “sacar del viento” pero una MCHFAC si se puede sacar del agua.

Teniendo todo esto en cuenta se ha diseñado el sistema de flotación de forma que permita extraer el tubo-difusor fuera del río. El funcionamiento de este sistema de protección ya se explicó en el apartado 5.4

### 5.7.1 Rejillas

Además de estar protegida contra posibles estados extraordinarios de la corriente, la MCHFAC debe estar protegida contra incidencias cotidianas como los impactos de objetos arrastrados por la corriente.

Para evitar que estos puedan entrar en el tubo-difusor se colocará una rejilla delante de la entrada de ambas turbinas. Estas rejillas deben ser capaces de cumplir su función entorpeciendo lo menos posible el flujo del agua. Al mismo tiempo deben estar construidas con un ángulo tal que las posibles suciedades sean deflectadas en lugar de quedar “pegadas” a la reja impidiendo el paso del agua.

Los cables o varillas finas de acero resisten muy bien en tracción pero pandean fácilmente en compresión. Aprovechando este hecho se plantea una configuración de rejillas basada en cables pretensados de acero, muy poco obstrusiva que además cumplirá la función de sujeción de la MCHFAC.

La idea consiste en crear un cono de cables que unirán el borde delantero del tubo-difusor a un vértice común. De dicho vértice partirá el cable de anclaje que se encarga de posicionar la MCHFAC en la corriente.

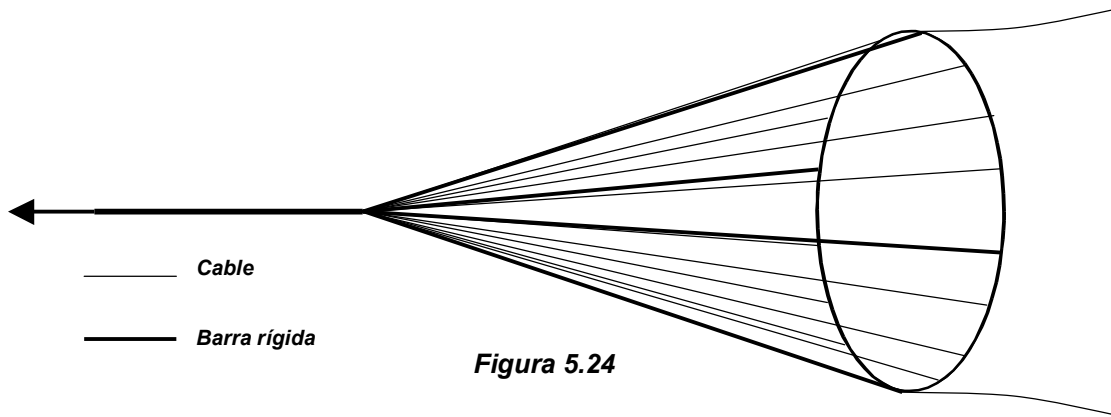
La fuerza que mantendrá tensos estos cables será la suma de todas las acciones axiales del agua sobre la turbina y el resto de partes sumergidas.

La velocidad a la que impactan los objetos arrastrados será proporcional a la velocidad del agua y las fuerzas de arrastre crecen como el cuadrado de dicha velocidad, esto asegura que la tensión será siempre suficiente para contener los impactos.

Otra ventaja de este sistema de rejilla flexible pretensada reside en su indeformabilidad: Después de un impacto los cables volverán a su sitio bajo la acción de la tensión.

El inconveniente del sistema reside en su incapacidad de trabajar en condiciones de compresión. Si a causa de algún tipo de turbulencia o algún movimiento brusco los cables dejan de estar tensos, la rejilla perdería su

eficacia o podría incluso introducirse ella misma en el conducto de la turbina y ocasionar graves daños. Para evitar que los cables puedan quedar sin tensión se podrían insertar tres o cuatro “radios” rígidos intercalados entre los cables. La rejilla quedará aproximadamente así.

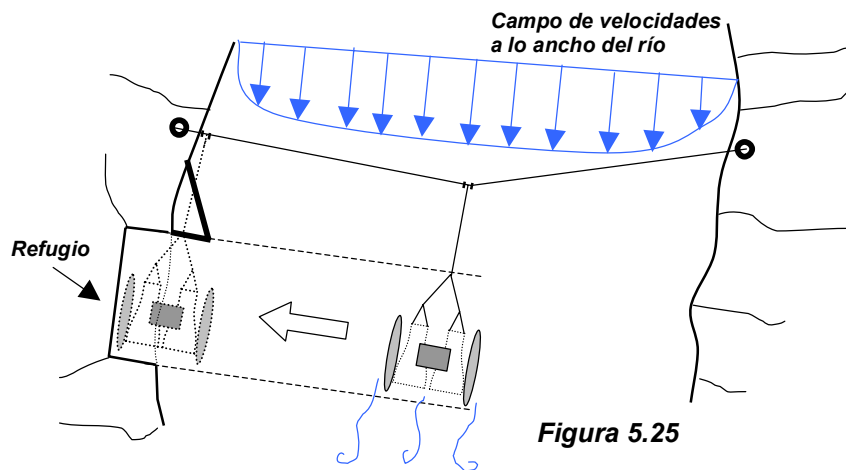


La configuración de tubo-difusor favorece la prevención de entrada de objetos flotantes. Puesto que el eje es horizontal y su forma más o menos cónica, la entrada estará a mayor profundidad que la salida. De este modo, solo objetos muy grandes o semihundidos llegarán a la boca delantera.

### 5.7.2 Refugio

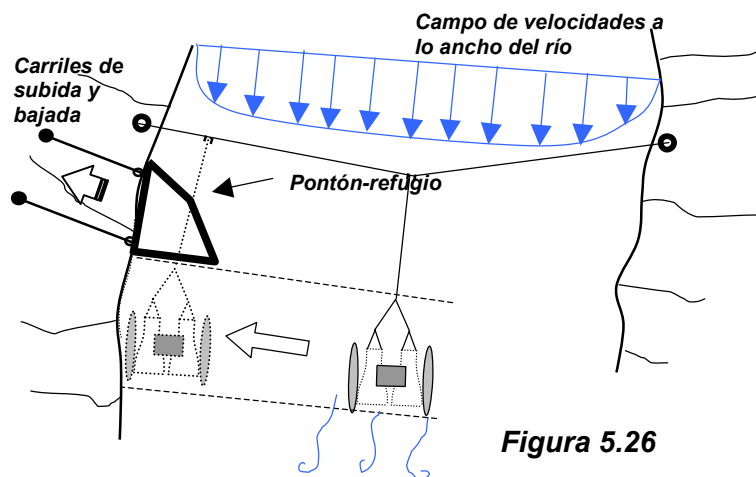
Extraer de la corriente las turbinas no nos garantiza un 100% de seguridad. La MCHFAC está pensada para trabajar en aguas rápidas y en el caso de una gran crecida éstas pueden volverse muy turbulentas o arrastrar objetos muy contundentes. Una vez izadas las turbinas por encima del nivel del agua deberíamos poder apartar la MCHFAC de la zona de máximas velocidades donde opera habitualmente, para protegerla. Desplazando el punto de enganche de la MCHFAC sobre su cable de anclaje se podría acercar a la orilla sin necesidad de abordarla.

Una construcción sencilla y poco costosa en la orilla servirá de refugio en las aguas menos rápidas. Si las variaciones de nivel del río son poco marcadas se podría pensar en una estructura de tipo fijo:



**Figura 5.25**

Si las variaciones de nivel son muy importantes la protección debe ser flotante y poder desplazarse arriba y abajo con el nivel del río.



**Figura 5.26**

### 5.7.3 Balizas y señalización

En ríos con tráfico fluvial podrían producirse choques entre las embarcaciones y la MCHFAC o sus medios de anclaje. Para evitarlo las MCHFAC deberán estar balizadas adecuadamente. Este tipo de boyas se utilizan normalmente en grandes ríos para separar el tráfico ascendente y descendente e indicar los lugares de paso cuando el calado es pequeño. Estas balizas están pintadas de colores vivos y emiten luz de forma intermitente durante la noche.

En los lugares en que los cables de amarre crucen el cauce tanto por el aire como bajo el agua, deberá indicarse a que altura se encuentran con respecto a la superficie del agua de forma que las embarcaciones sepan si

podrían llegar a tocarlos. Sería algo similar a la preseñalización que se utiliza en los puentes o entradas a subterráneos para avisar a los vehículos altos.

## 5.8 Anclaje y conexión a tierra

Las MCHFAC están concebidas para trabajar en los puntos más rápidos de ríos caudalosos. Uno de los problemas que esto presenta es la concepción de sistemas capaces de posicionarlos y mantenerlos en su lugar de operación. Dependiendo del tipo de río, los medios de anclaje deberán también ser capaces de acompañar las subidas y bajadas de nivel o de no entorpecer el tráfico fluvial. Estos sistemas de amarre, paralelamente, tendrán que cumplir la labor de transporte de la energía producida.

El cono de cables que forma la rejilla representa el primer tramo del sistema de amarre. Además de cumplir la función de protección veremos que también son una sujeción eficaz: La resultante de las fuerzas de axiales que sufre la MCHFAC se puede descomponer a grosso modo en:

- Dos componentes iguales y paralelas centradas en el eje de cada rotor debidas al empuje axial que soporta el rotor y al arrastre del tubo-difusor.

- Una tercera componente centrada en el eje de la MCHFAC debida al arrastre del resto de componentes sumergidos (patines, estructuras de soporte...)

Si el amarre se hace desde el vértice de la rejilla cónica, las dos primeras componentes serán transmitidas sin provocar un par de levantamiento.

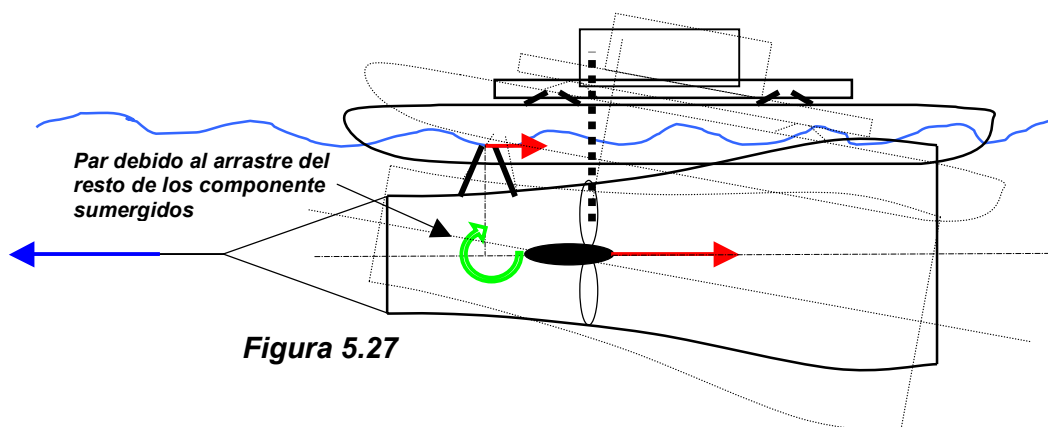


Figura 5.27

La tercera componente, al tener su punto de aplicación por encima del eje del amarre, provocaría un par de levantamiento. El valor del arrastre que sufren los patines es muy inferior al empuje axial de ambos rotores por lo que en principio dicho levantamiento podría considerarse despreciable en condiciones de operación.

A partir de cada vértice del cono de protección sale el verdadero cable de amarre. El problema que se presenta ahora es como y dónde sujetar este cable. Las condiciones que deberá cumplir este amarre son:

- No entorpecer el tráfico fluvial si lo hubiese. Los cables deberían pasar por encima de la máxima cota o por debajo del máximo calado de los barcos que por él circulan. Para cada río estos datos son conocidos.
- Si no hubiese tráfico, los medios de amarre tampoco deberían ser un obstáculo para los objetos que pueda arrastrar la corriente. (ramas, árboles ...). Un estudio del río debería darnos datos sobre el tamaño de estos objetos y así poder establecer una cota mínima por encima o debajo del agua para los cables.
- Ser capaz de acompañar las subidas y bajadas del nivel de las aguas sin tener que modificar el punto de anclaje. Respetar los dos primeros puntos para cualquier altura de crecida o estiaje.

Teniendo en cuenta estas premisas se pueden plantear varios sistemas de amarre. Cada uno tendrá ventajas sobre los otros dependiendo de las condiciones del río.

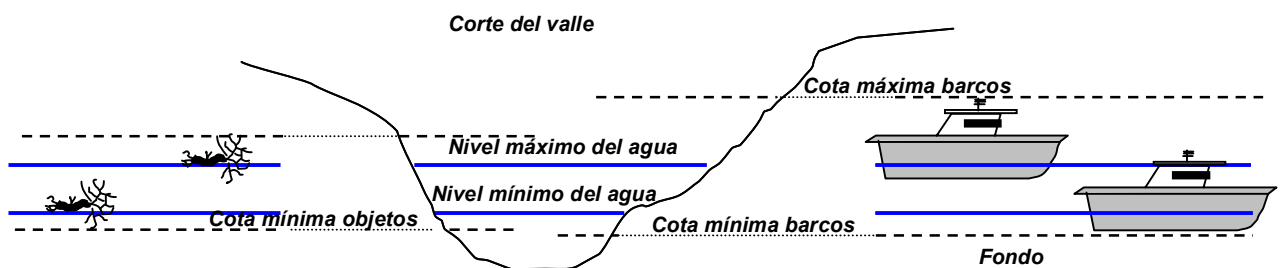


Figura 5.28

### 5.8.1 Anclaje al fondo con cable paralelo a la corriente

Los cables procedentes del cono de protección bajan en diagonal hasta un punto fijo de anclaje en el fondo del río. Dicho punto deberá clavarse o cimentarse convenientemente en el lecho del río de forma que soporte todos los esfuerzos transmitidos por el cable desde la MCHFAC.

Este sistema no afecta al tráfico ni intercepta objetos arrastrados porque el cable está dispuesto en paralelo a la corriente. También puede adaptarse a los cambios de nivel simplemente cambiando el ángulo del cable .

Las dificultades que presenta este tipo de anclaje son:

La necesidad de realizar trabajos de cimentación bajo el agua y sobre suelos “difíciles”.

Si en esta configuración se quisiese utilizar un refugio en la orilla sería necesario soltar el enganche del fondo para poder aproximarlos a la orilla.

La línea de salida de la corriente deberá unir el punto de anclaje con la orilla y circular sobre el fondo. De esta forma queda expuesta a los impactos de las rocas y su acceso se dificulta mucho.

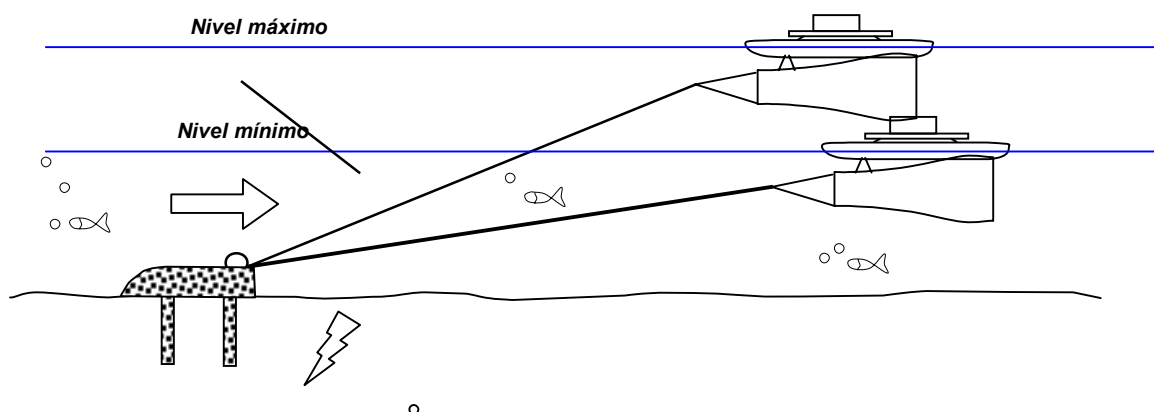
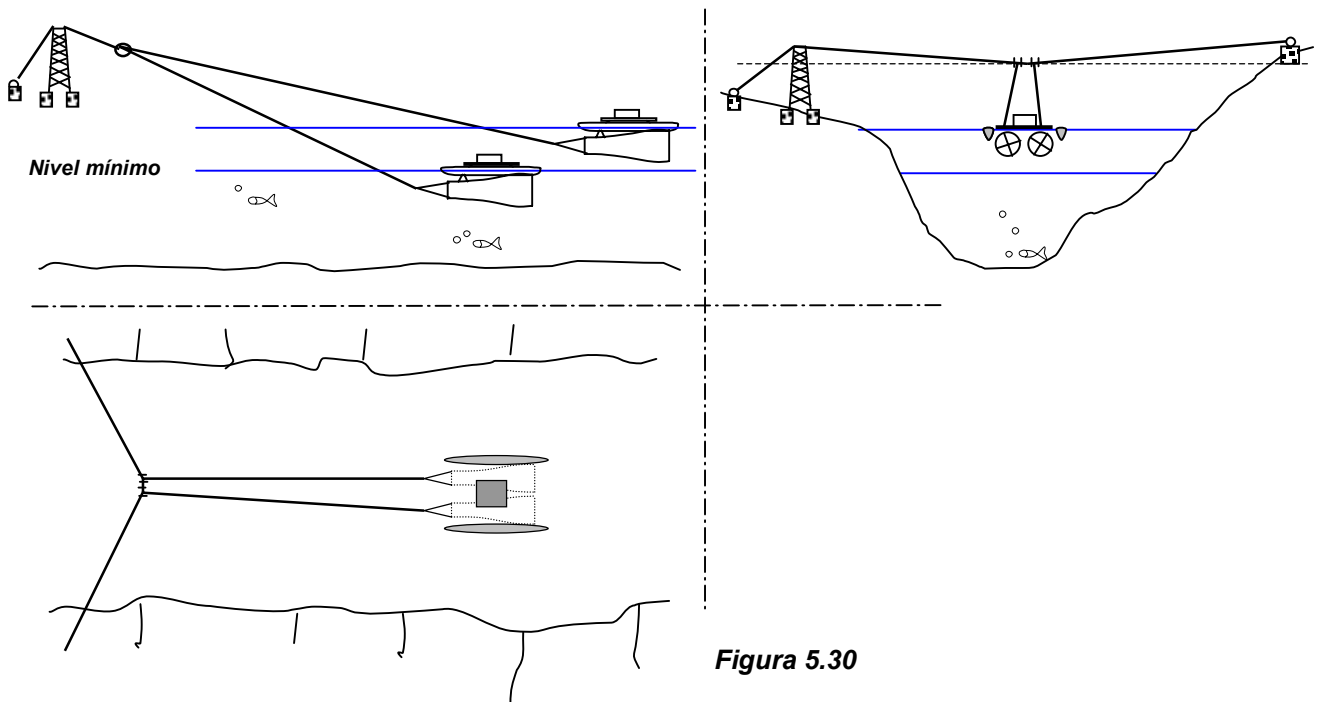


Figura 5.29

### 5.8.2 Cable transversal aéreo

En esta configuración se dispone un cable que atraviesa la corriente de orilla a orilla por encima de la cota máxima de paso de barcos (si los hay) o de objetos arrastrados. El cable que parte del vértice de la rejilla cónica se engancha a este cable de forma que pueda deslizarse transversalmente sobre él.



**Figura 5.30**

Este diseño permite la adaptación a diferentes niveles del río , permite el paso de embarcaciones y de objetos arrastrados. Además permite fácilmente el desplazamiento lateral de la MCHFAC así como la instalación en paralelo de varias unidades utilizando el mismo cable transversal. El transporte de la corriente eléctrica producida es totalmente aéreo.

Este tipo de disposición solo precisa de trabajos en tierra firme, pero las estructuras que soportan el cable transversal son más complicadas que en el primer caso.

Si las orillas del río son lo suficientemente escarpadas el anclaje del cable vertical se podría hacer directamente sobre las paredes del valle. En el caso contrario sería necesario construir torres para que el cable transversal esté por encima de la cota máxima de paso de los barcos.

Este tipo de construcciones utilizará tecnología similar a la que se emplea para construir líneas de alta tensión, o puentes colgantes. Otra estructura muy similar es la utilizada en las estaciones de aforo directo de los ríos. En ellas, un velocímetro lastrado toma medidas para diferentes profundidades sobre toda la anchura del cauce suspendido de un cable transversal.



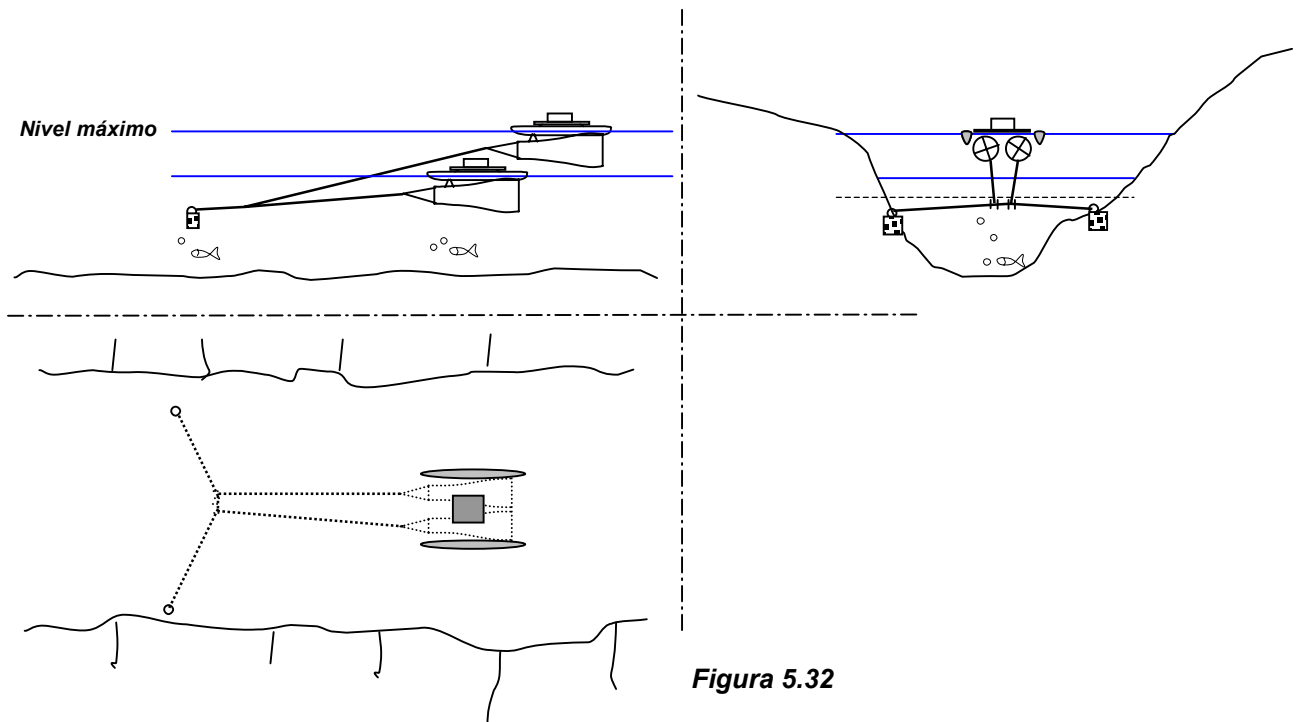
*Figura 5.31*

### **5.8.3 Cable transversal sumergido.**

Esta configuración es similar a la anterior. El cable transversal en lugar de estar por encima de la cota máxima de paso de los barcos se encuentra bajo el agua, por debajo de la cota mínima de calado de barcos u objetos arrastrados.

Este cable sumergido también permite la adaptación a diferentes niveles del río , permite el paso de embarcaciones y de objetos arrastrados. Además permite fácilmente el desplazamiento lateral de la MCHFAC así como la instalación en paralelo de varias unidades utilizando el mismo cable transversal. La corriente eléctrica tendrá que llegar hasta la orilla mediante cables sumergidos.

Las obras de construcción de los puntos de anclaje se realizarían cerca de la orilla y se podría aprovechar la época de estiaje para trabajar en seco.



**Figura 5.32**

El sistema de anclaje elegido dependerá del tamaño de la MCHFAC de la orografía del vale, de la importancia y frecuencia de las crecidas, del tráfico fluvial...

Para ríos muy anchos o MCHFAC muy grandes sería preferible el sistema de cable paralelo a la corriente debido a la dificultad de disponer cables transversales. Para pequeños ríos, sobre todo en valles escarpados, parece que la opción que presenta más ventajas es la de cable transversal aéreo o sumergido.

También se podría pensar en sistemas mixtos como anclaje al fondo con cable paralelo a la corriente y salida aérea transversal para la electricidad o incluso en el uso como puntos de amarre de estructuras ya existentes, como puentes.

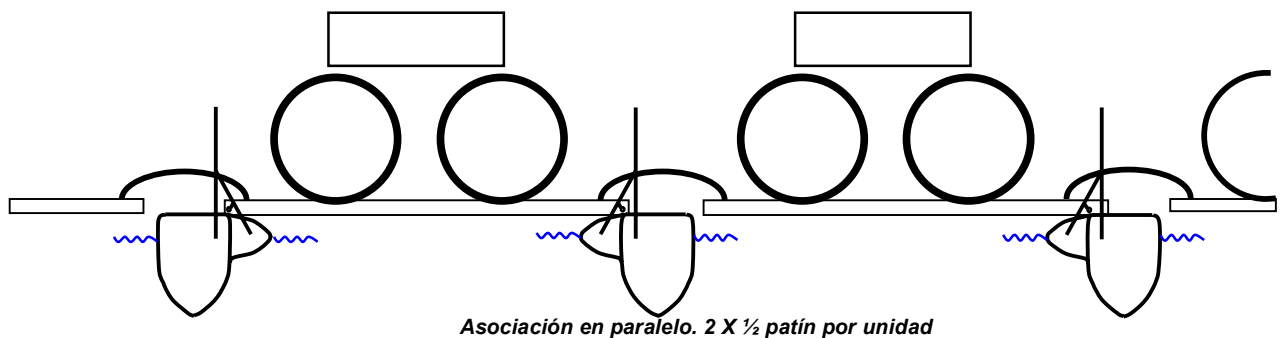
## **5.9 Modularidad**

Las potencias generadas por una MCHFAC no son muy elevadas. En corrientes de 3.5 m/s el modelo más pequeño producirá del orden de los 60 kw. Será muy difícilmente económico realizar las obras de conexión y de anclaje para una potencia tan baja. Si un determinado emplazamiento presenta buenas

condiciones de corriente y hay espacio suficiente, parece más razonable construir un “parque” de centrales que compartan varios de los sistemas.

### 5.9.1 Asociación en paralelo

Aprovechando un solo cable de anclaje transversal podrían amarrarse una batería de MCHFAC. Para dar rigidez y compacidad esta asociación se podrían montar de forma que las MCHFAC contiguas compartan un patín. De este modo una MCHFAC que se encuentre entre otras dos solo dispone de  $\frac{1}{2} + \frac{1}{2}$  del empuje de los patines sobre los que se apoya. Esta es la razón por la que los patines deberán estar sobredimensionados al doble de sus requerimientos en funcionamiento aislado.



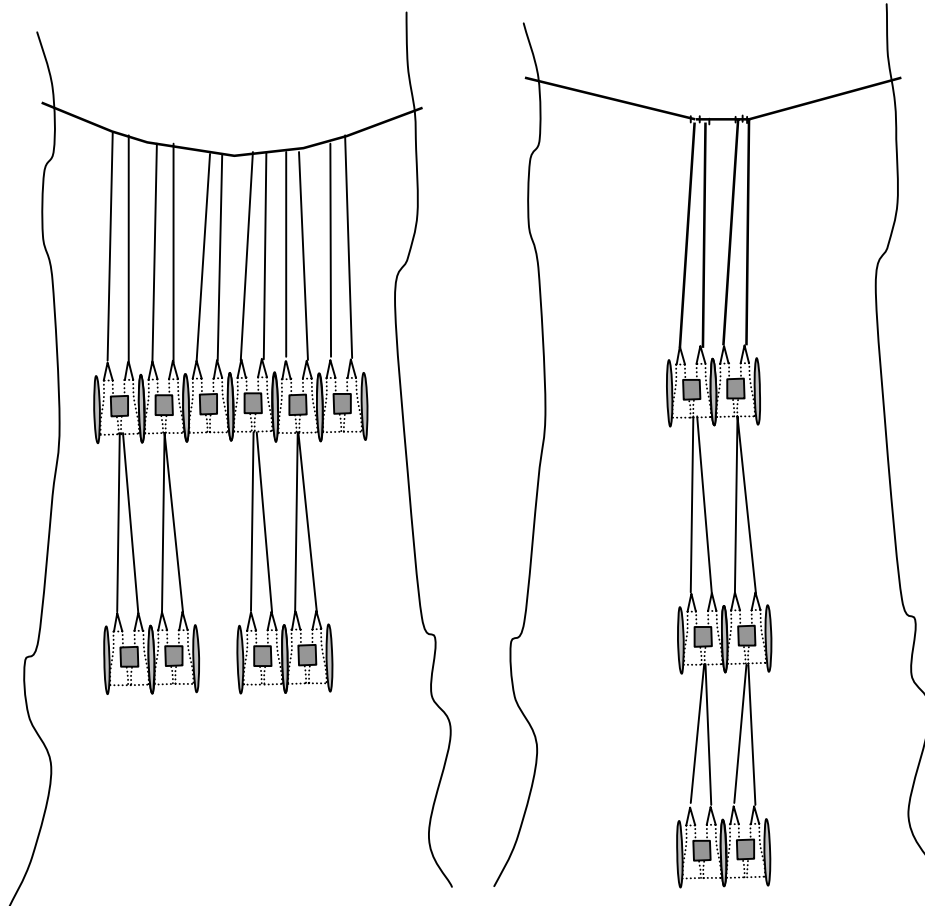
**Figura 5.33**

Todo este conjunto de centrales podría compartir también un solo cable de conexión a tierra y un solo transformador.

### 5.9.2 Asociación en serie

Uniéndolas MCHFAC a otras en el sentido de la corriente podríamos formar una cadena de unidades que comparten un solo punto de anclaje. En caso de haber tráfico fluvial, esta disposición no supone un obstáculo para su paso. Si se utiliza la asociación en serie deberá procurarse que la distancia entre unidades sea suficientemente grande para que la estela generada por una no afecta a la que se encuentra aguas abajo.

Ambos tipos de asociación pueden combinarse como convenga para adaptarse lo mejor posible a las condiciones del emplazamiento elegido.



*Combinaciones de asociaciones mixtas serie y paralelo.*

**Figura 5.34**

## **5.10 Mantenimiento**

Al no existir apenas experiencias previas en este campo es difícil aventurar los requerimientos de mantenimiento de la MCHFAC. Algunos de sus componentes no son de uso exclusivo en la MCHFAC y sus requerimientos de mantenimiento podrían extrapolarse de otras aplicaciones en las que trabaje en condiciones similares. El alternador que genera la corriente necesaria para el funcionamiento de un barco puede ser del mismo tipo que e de la MCHFAC y trabaja en circunstancias similares.

Otros componentes son específicos de la MCHFAC pero tienen cierta analogía con los componentes de otras aplicaciones. El rotor de una MCHFAC está expuesto al mismo tipo de condiciones que las hélices de un barco. Los patines de la MCHFAC tienen cierta similitud con los patines de un hidroavión o con los cascos de un catamarán.

Finalmente hay componentes para los que sólo la experiencia podrá darnos indicaciones de su comportamiento. Las rejillas de protección basadas en la tensión de los cables de anclaje podrían ser un punto conflictivo, por ejemplo.

En cualquier caso es posible prever algunos de los problemas que pueden aparecer durante la operación de la MCHFAC.

#### **5.10.1 Corrosión**

Debido al entorno acuático en el que opera, los componentes de la MCHFAC estarán muy expuestos a la corrosión. Será necesario elegir materiales resistentes para su construcción y será necesario realizar paradas periódicas para repintar las partes protegidas de esta forma.

#### **5.10.2 Crecimiento de algas**

Las partes sumergidas de la MCHFAC se verán afectadas por las algas. En algunas, como los patines o el exterior del tubo difusor, esto no supone un problema. En otras, estas algas pueden afectar negativamente el rendimiento. El rotor de la MCHFAC es un dispositivo de sustentación, aprovecha las propiedades hidrodinámicas del perfil empleado en sus aspas. Estos perfiles laminares con alto ratio L/D son muy sensibles al estado superficial del aspa. Cualquier irregularidad hace descender mucho su rendimiento. Para mantener las aspas limpias será necesario limpiarlas periódicamente.

#### **5.10.3 Enganche de materiales**

Aunque las medidas de protección descritas en el capítulo 5.7 funcionen perfectamente y se eviten todos los impactos de objetos, siempre quedará la

posibilidad de que objetos pequeños y flexibles (ramas, hojas, plásticos...) queden enganchados en algún lugar. Si ese lugar es una parte vital como el rotor o la cadena de transmisión el efecto sobre el rendimiento global será muy marcado. Si monitorizamos la energía generada por cada unidad podremos detectar este tipo de incidentes y actuar con celeridad. En función de la frecuencia con que se presenten estos hechos podría llegar a ser necesaria la presencia de personal dedicado.

#### **5.10.4 Accesibilidad**

Para poder llevar a cabo las acciones de mantenimiento anteriormente citadas es necesario que todos los componentes de la MCHFAC sean accesibles. Gracias al diseño de la flotación con dos posiciones será posible extraer de la corriente todas las partes de la MCHFAC utilizando la posición de protección. Si además fuese necesario mantener en reposo la central bastaría con llevarla a su refugio si lo hay o si no llevarla a la orilla modificando el amarre.

El chasis sobre el que se montan todos los equipos de la central tendrá suficiente espacio libre para que una persona pueda moverse entre los componentes de la central mientras ésta flota. Desde esta zona transitable se podrá llegar a las partes aéreas cuando la central está funcionando y también a todas las partes sumergidas cuando la central esté en protección.

## **6 Planos**

## **7 Aspectos económicos, viabilidad**

Para determinar la viabilidad económica de las MCHFAC es necesario estimar su producción energética anual así como el coste de fabricación, instalación y mantenimiento de la central. Una vez estimados estos datos y conocido el horizonte temporal en el que se prevé que funcione la MCHFAC se podrá estudiar desde la perspectiva de un proyecto de inversión.

### **7.1 Costes**

El problema principal de todos los sistemas que aprovechan la energía solar (de forma más o menos directa) es el coste del dispositivo que la captura. Debido a la baja densidad en que esta se presenta son necesarios “colectores” complejos y caros. La cuestión central es conseguir sistemas suficientemente baratos para que gracias al ahorro de combustible el sistema pueda ser económico. En este sentido, como ya se vio, las MCHFAC tienen ventaja con respecto a los aerogeneradores debido a la gran densidad del agua.

La estimación del coste global de la MCHFAC y de los costes unitarios de sus componentes será muy difícil ya que no existen antecedentes ni prototipos previamente construidos. Algunas partes de de la MCHFAC son asimilables a las que existen en otros campos de la ingeniería, pero también hay componentes importantes que tendrían que ser diseñados y construidos a partir de cero.

En los primeros años de desarrollo de la energía eólica a escala industrial los costes de las instalaciones eran muy superiores a las que se construyen en serie hoy en día. Además, había grandes discrepancias a las hora de evaluar su rentabilidad. Una gran parte del coste total provenía de la investigación y desarrollo que era financiada por muchos organismos y realizada por varias instituciones y universidades . . .

Las MCHFAC tienen vocación de fuente industrial de energía eléctrica. Para hacer una evaluación de costes consideraremos que se ha alcanzado una etapa de producción en serie. Siendo conscientes de lo grosero de la

aproximación, nos apoyaremos en los costes de componentes similares de la industria de los aerogeneradores y las mini hidráulicas.

### 7.1.1 Comparación con mini hidráulicas y eólicas

El coste por Kw instalado para las mini hidráulicas es de unos 1000-1200 €. Para los parques eólicos más recientes dicho coste ronda también los 1000 €. Evidentemente estos parámetros solo tienen valor orientativo y varían mucho en función de las características de cada emplazamiento.

El factor de capacidad “normal” para un parque eólico ronda el 25 – 30 %. Para una central mini hidráulica este parámetro es mucho más variable y depende mucho del tipo de cauce en el que se encuentre ubicada. El uso de un embalse permite almacenar el agua en momentos de abundancia y liberarla en momentos de escasez. Las centrales mini hidráulicas más parecidas en este sentido a las MCHFAC son las de tipo fluyente, ya que no tienen capacidad de almacenamiento. Se podría dar un rango de entre un 25 un 45% para el factor de capacidad.

A la vista de numerosos ejemplos tanto de centrales mini hidráulicas como parques eólicos podemos promediar un par de centrales tipo de potencia similar. De ellas estudiaremos la estructura de costes: Cuánto cuestan las estructuras, los sistemas auxiliares y la maquinaria de producción de energía propiamente dichas. Apoyándonos en este análisis propondremos una estructura de costes para la MCHFAC.

#### Central Mini Hidráulica Fluyente

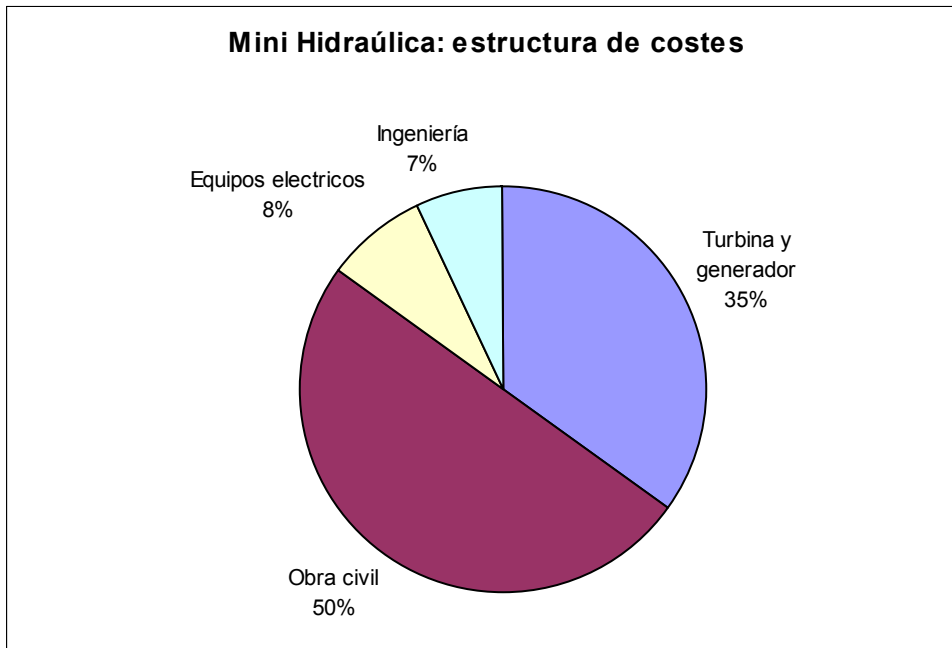
Potencia	1,2 MW	Euros/Kw instalado	1145
Salto	8 m	Factor de Capacidad	45%
Caudal	20 m3/s	Producción Anual (Kw·h)	4730400

Elemento	Variable Característica	Coste unitario (€)	Número Unidades	Coste del elemento (€)	% del total
Presa	Altura 5m.	2400	170	408000	26,24%
Toma, compuertas y rejas	q=20 m3/s	30000	1	30000	1,93%
Canal derivación	q=20 m3/s	180	600	108000	6,95%
Edificio de la Central	P=1,2 MW	250000	1	250000	16,08%
Turbina y regulación	P=1,2 MW	420000	1	420000	27,01%
Alternador	P=1,2 MW	60000	1	60000	3,86%
Transformador	P=1,2 MW	30000	1	30000	1,93%
Sistema Eléctrico y automatismos	P=1,2 MW	15000	1	15000	0,96%
Línea	Media tensión/llano	13	5000	65000	4,18%
Accesos	Llano	20	3000	60000	3,86%
Ingeniería	7% total	108838,7097	1	108838,7097	7,00%
<b>TOTAL</b>				<b>1554838,71</b>	<b>100,00%</b>

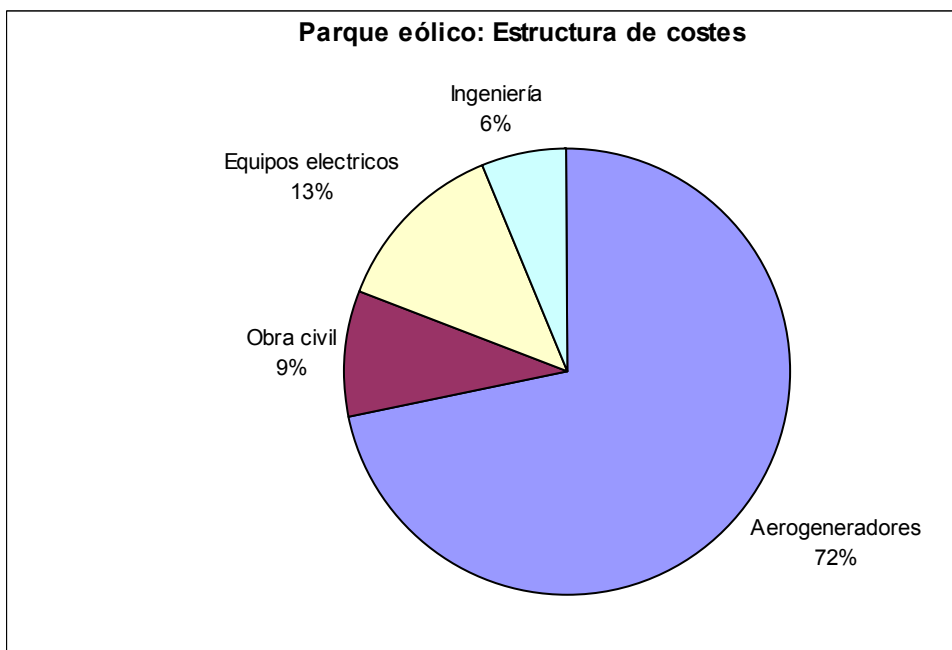
## Parque Eólico

Potencia	1,2 MW	Euros/Kw instalado	949
Velocidad Media del viento	7,8 m/s	Factor de capacidad	27%
		Producción Anual (Kw·h)	2838240

Elemento	Variable Característica	Coste unitario	Número Unidades	Coste del elemento	% del total
Aerogeneradores	150 Kw	102000	8	816000	72%
Cimentaciones	150 Kw	11000	8	88000	8%
Transformador BT/MT	P=1,2 MW	25000	1	25000	2%
Sistema Eléctrico y automatismos	P=1,2 MW	24000	1	24000	2%
Línea	Media tensión/llano	25	4000	100000	9%
Accesos	Llano	20	900	18000	2%
Ingeniería	6% total	68361,70213	1	68361,70213	6%
<b>TOTAL</b>				<b>1139361,702</b>	<b>100%</b>



**Figura 7.1**



**Figura 7.2**

A pesar de que el coste por Kw instalado es similar en ambos ejemplos se aprecia claramente que este coste se reparte de formas muy distintas.

Una central hidroeléctrica, por pequeña que sea, requiere de importantes obras civiles y este es el componente más importante del coste ( $\approx 50\%$ ). La siguiente partida corresponde a los equipo que producen la energía ( $\approx 35\%$ ). Estos equipo son relativamente baratos dado que una vez retenida el agua y

generado el salto, la densidad de potencia contenida en ella es muy alta y es más fácilmente extraíble.

En el caso de un parque eólico el componente más importante es con diferencia el de los aerogeneradores ( $\approx 75\%$ ). Los aerogeneradores son en sí mismas unidades acabadas y autónomas y no necesitan adaptar el “cauce” del viento, simplemente requieren ser colocados en el lugar adecuado. La importancia de la obra civil (cimentación y accesos) cae con respecto al caso anterior.

Puesto que ambas centrales son de la misma potencia, las partidas dedicadas a ingeniería y equipos eléctricos son comparables.

Para poder continuar este tipo de análisis sobre una instalación basada en MCHFACs será necesario conocer en primer lugar el precio de cada unidad. Para hacerlo habrá que entrar en la estructura de costes de los propios equipos de generación. Como introducción podemos hacer lo propio con la estructura una aerogenerador comercial tipo.

### **Aerogenerador Tipo: 150KW, $\Phi 20$ m.**

<b>Elemento</b>	<b>Coste</b>	<b>% del total</b>
Aspas	26640	24%
Buje	6105	6%
control de calado	6660	6%
Eje	4440	4%
Freno y multiplicador	8880	8%
Barquilla	13320	12%
Alternador y sistema eléctrico	19980	18%
Torre	18870	17%
Ensamblaje	5550	5%
<b>TOTAL</b>	<b>110445</b>	<b>100%</b>

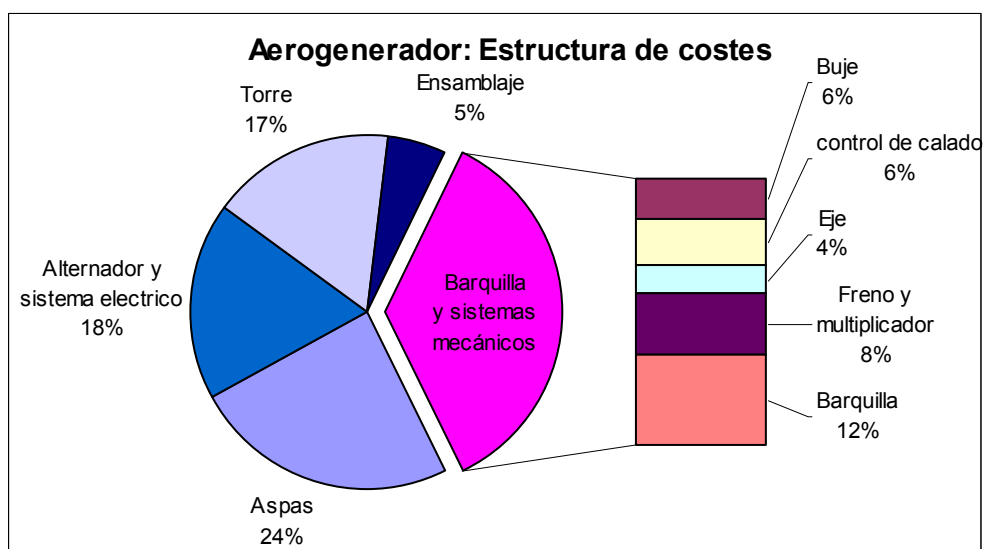


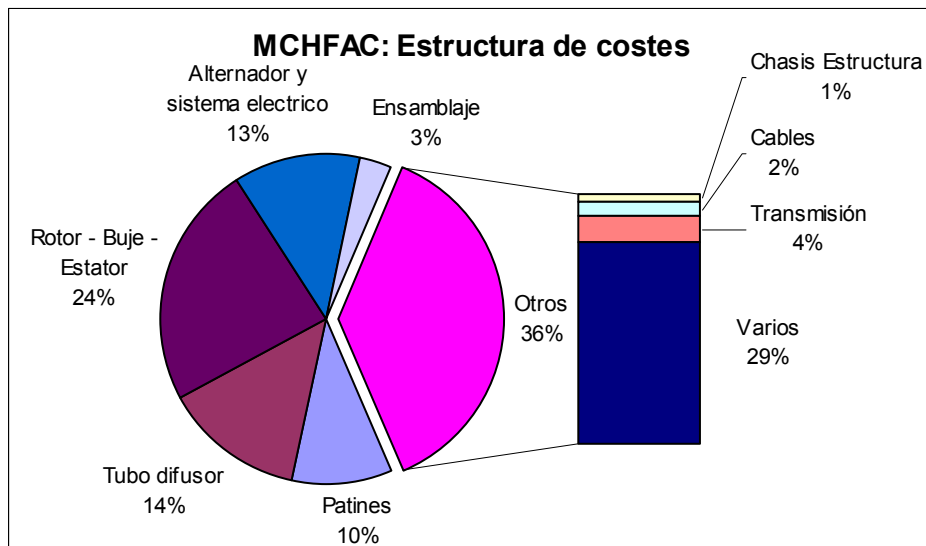
Figura 7.3

Al haber muchos elementos en común entre un aerogenerador y una MCHFAC sus estructuras de costes deben asemejarse. A continuación se desglosan los sistemas de la MCHFAC a los que debe ponerse precio.

### 7.1.2 Estructura de costes de la MCHFAC

#### MCHFAC

Elemento	Variable Característica	Coste unitario	Número Unidades	Coste del elemento	% del total
Patines	2X700Kg	5,5	1400	7700	10%
Tubo difusor	$\phi$ 1.5 m.// $\phi$ 2.73 m.	5400	2	10800	14%
Chasis Estructura	Barras soldadas	2,5	450	1125	1%
Cables	150m	8	200	1600	2%
Rotor - Buje - Estator	$\phi$ 1.5 m.	6700	2,8	18760	24%
Transmisión	100 KW	3000	1	3000	4%
Alternador y sistema eléctrico	100 KW	10000	1	10000	13%
Ensamblaje	8 personas * 1 semana	300	8	2400	3%
Varios	Otros + recubrimiento	23736,42857	1	23736,42857	30%
<b>TOTAL</b>				79121,42857	100%



**Figura 7.4**

Veamos como se ha calculado cada una de estas componentes:

### 7.1.2.1 Patines

Los patines de la MCHFAC son una estructura que tiene más que ver con la industria naval que con la ingeniería civil. Se trata de dos cascos huecos, cerrados y de forma no demasiado compleja que podrían construirse de acero. El componente más similar en un aerogenerador sería la torre de sujeción. Sin embargo su función es dar flotabilidad, no soportar grandes esfuerzos mecánicos. Además su tamaño es muy inferior.

Para estimar el coste de éste elementos se utilizan valores tabulados de precios por Kg de estructuras tipo. Así , para cascos de barco se tiene:

-Cascos simples en series grandes: 5 – 6 €/kg

La masa de los patines se obtiene de sus medidas reflejadas en los planos y considerando que se construyen a partir de chapa de acero de 3mm de espesor.

### 7.1.2.2 Tubo-difusor

El tubo difusor debido a su forma hueca y compleja de contorno hidrodinámico se asemeja a un ala de avión o un aspa de aerogenerador. A diferencia de éstas, sin embargo, no estará sometida a grandes esfuerzos

dinámicos. La punta del aspa de un aerogenerador puede moverse a velocidades próximas a la del sonido, mientras que el tubo difusor permanece estático y simplemente canaliza el flujo. Su tamaño es similar para potencias similares pero la simetría de revolución del tubo difusor parece menos compleja que el perfil torsionado de un aspa.

### 7.1.2.3 Chasis-Estructura

La estructura y chasis de la MCHFAC se construirán a partir de estructuras de barras reticuladas. De nuevo podemos hacer uso de valores tabulados de precios para este tipo de estructuras:

- Estructuras de acero reticulado: 2,5 €/kg

Solo queda estimar la masa de acero necesaria a partir de los planos de la central.

### 7.1.2.4 Cables

La cantidad y grosor de los cables necesarios dependerá en gran medida del emplazamiento y tipo de agrupación que se utilice. En todo caso habrá una parte fija correspondiente a los conos-rejilla. Se puede dar también un precio promedio para estos componentes.

- Cable 4  $\phi$  -16  $\phi$ : 8 €/m

### 7.1.2.5 Rotor-Buje-Estator

Este es uno de los componentes centrales de la MCHFAC. A nivel industrial el elemento más similar son las hélices de grandes barcos. Existen modelos diseñados para funcionar dentro de un tubo en lugar de en flujo libre. Para un diámetro de 1,5 m tenemos:

Diametro (mm)	Precio (€)
1200	4565
1400	5885
1600	7425
1800	8965

$\Phi$  1500  $\approx$  6700 €



Figura 7.5

Era de esperar que el rotor de una MCHFAC sea mucho más barato que el de un aerogenerador de potencia equivalente por varias razones: La mayor densidad del fluido hace que sea mucho más pequeño. Las aleaciones inoxidables de que se construye son muy caras pero la fabricación se realiza por fundición y colado. Esto supone que una vez construido el molde la cantidad de trabajo necesaria para construir una unidad adicional es mínima. Las aspas de un aerogenerador se construyen manualmente y esto supone gran cantidad de horas de trabajo.

El buje es geoméricamente mucho más simple que el rotor. Se podría decir que su coste es del 10% del valor de éste. Las aspas del estator y de la sujeción trasera del buje son de la misma naturaleza que el rotor pero más simples. Se podría suponer que su coste es de un 30% del precio del rotor.

#### **7.1.2.6 Transmisión**

A pesar de no ser un multiplicador estándar podemos aproximar el coste de la cadena de transmisión periférica y el sistema de engranajes por el coste de un multiplicador capaz de soportar potencias similares.

#### **7.1.2.7 Alternador y sistema eléctrico**

Este sistema no difiere apenas del utilizado por un aerogenerador de la misma potencia y que funcione con un generador asíncrono. Parece justificado utilizar el coste de este componente en un aerogenerador. Así:

- Alternador asíncrono e inversores (100 KW): 9000 - 11000 €

#### **7.1.2.8 Ensamblaje**

Es difícil saber la cantidad de mano de obra que hará falta cuando no se conoce exactamente el diseño ni la forma en que este se realiza. considerar que se requieren 8 personas durante una semana parece una aproximación conservadora. Este valor nos da un porcentaje en el coste total similar al de un aerogenerador.

### 7.1.2.9 Varios

Como la descripción de la MCHFAC no ha sido muy detallada se supone que algunos subsistemas o elementos han escapado a la descomposición anterior. Por otro lado el apartado de varios sirve de factor de recubrimiento para tener en cuenta que la imprecisión en los cálculos.

Parece suficientemente conservador considerar que hay que sumar un 10% por los elementos olvidados y otro 20% para compensar la posible infravaloración.

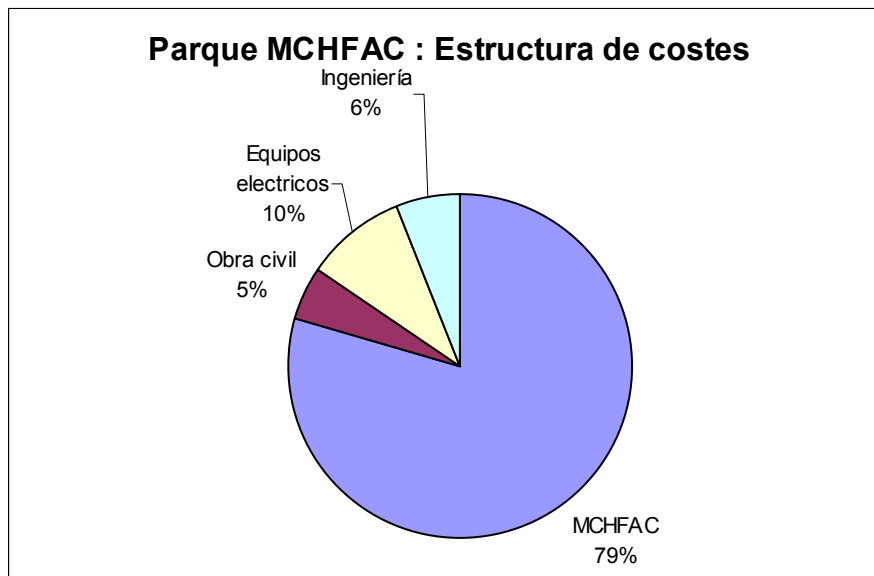
### 7.1.3 Parque de MCHFAC

Del mismo modo que analizamos una mini hidráulica tipo y un parque de aerogeneradores ahora analizaremos un parque de MCHFAC con la misma potencia que los casos anteriores.

## Parque de MCHFAC

Potencia	1,2 MW	Factor de Capacidad	27%
Velocidad Media		Euros/Kw instalado	
Corriente	1,83m/s		996,83

Elemento	Variable Característica	Coste unitario	Número Unidades	Coste del elemento	% del total
<b>MCHFAC</b>	100 Kw	79121,42857	12	949457,1429	79%
<b>Anclajes</b>	5% coste MCHFAC	47472,85714	1	47472,85714	4%
<b>Transformador BT/MT</b>	P=1,2 MW	25000	1	25000	2%
<b>Línea</b>	Media tensión/valle	30	3000	90000	8%
<b>Accesos</b>	Valle	25	500	12500	1%
<b>Ingeniería</b>	6% total	71772,12766	1	71772,12766	6%
<b>TOTAL</b>				1196202,128	100%



**Figura 7.6**

Veamos el origen de cada una de estas cantidades:

### **7.1.3.1 Obra civil-Anclajes**

Vimos que los cimientos de los aerogeneradores suponían entre un 6-8% del coste total de un parque eólico. Estas construcciones son muy caras y masivas y tienen que soportar tanto el peso del aerogenerador como los momentos generados por la carga del viento. Los puntos de anclaje simplemente tienen que soportar la tracción transmitida por los cables y serán mucho menores que los cimientos de un aerogenerador. Sin embargo también podría ser necesario que los puntos de anclaje soporten mástiles en el caso de un cable aéreo transversal. Por ello se ha tomado como valor promedio para los anclajes el 5% del coste de las MCHFAC.

Para el coste de los caminos de acceso se han tomado valores similares a los de la central mini hidráulica.

### **7.1.3.2 Equipos eléctricos**

Los equipos eléctricos del parque consisten en los transformadores y las líneas eléctricas. Puesto que la potencia es la misma que en el caso de la mini hidráulicas y la situación con respecto a un río parecida, hemos tomado los valores del proyecto hidráulico como válidos para este parque.

### **7.1.3.3 Ingeniería**

Para esta partida se ha considerado un porcentaje (6%) del coste total de forma similar a lo que se hizo en los anteriores casos.

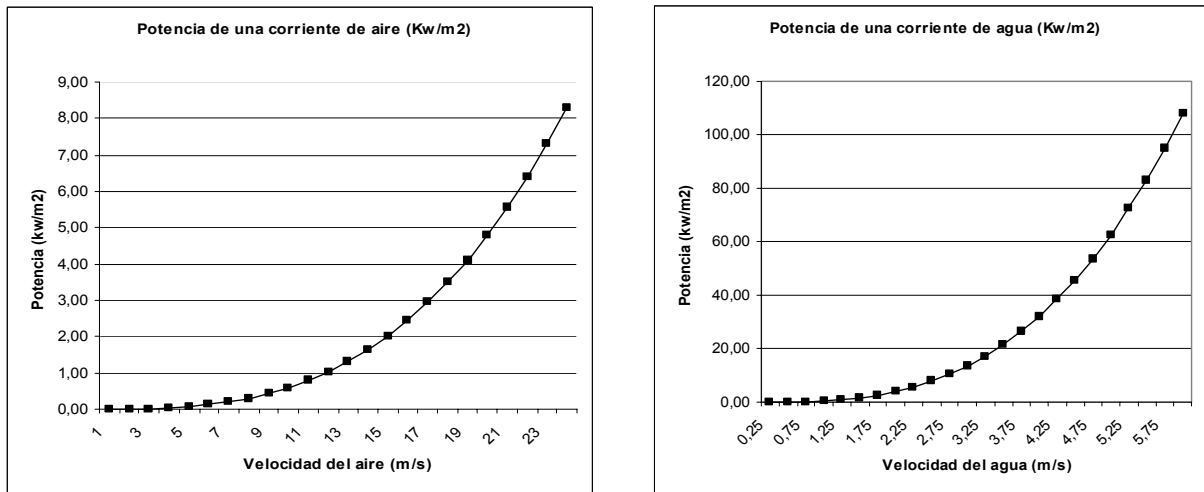
## **7.2 *Estimación de la producción eléctrica***

Para evaluar la producción eléctrica necesitaremos datos estadísticos de la corriente en la que pretende instalarse la MCHFAC. Este tipo de datos son similares a los que se requieren para evaluar un proyecto hidroeléctrico convencional pero la metodología de cálculo tiene más en común con la empleada en los proyectos de energía eólica.

Por otro lado necesitaremos datos de funcionamiento de la MCHFAC. Para cada velocidad posible de la corriente necesitaremos saber en qué medida puede la central aprovechar la potencia contenida en la corriente.

### **7.2.1 Contenido energético de la corriente**

Las MCHFAC pueden producir cantidades importantes de energía a pesar de su reducido tamaño gracias a la elevada densidad del agua. A continuación se muestra en dos gráficos la potencia por metro cuadrado contenida en sendas corrientes de aire y agua. Los valores de velocidad (abscisas) para los que se han calculado estos gráficos no son los mismos. La potencia de cada fluido se representa dentro del rango de velocidades esperables en la atmósfera y dentro de un río caudaloso.



**Figura 7.7**

La utilización de la velocidad media de una corriente nos podría llevar a un error muy grave a la hora de estimar la potencia contenida en ella. Si dijésemos que la potencia media se puede hallar como el cubo de la velocidad media estaríamos cometiendo una subestimación de entorno al 100% del potencial. Por ejemplo, un río cuya velocidad se mantenga en 5 m/s durante diez días produciría tanta energía como un río a 2 m/s durante 150 días.

A la vista de esto queda claro que es de gran importancia conocer la frecuencia o la probabilidad con la que ocurre cada velocidad.

### **7.2.2 Espectro de velocidades de un río.**

Llamaremos espectro de velocidades de un río en un punto a la función que nos da la probabilidad de aparición de cada velocidad en dicho punto. Esta función es imprescindible para poder estimar la producción energética del río.

Para el caso del viento, esta función se aproxima mucho a la función de Weibull. Sabemos a priori que las medias de viento realizadas deben ajustarse a esta curva y eso simplifica la definición del espectro. Además, debido a que los tiempos característicos de variación del viento son mucho menores que los del agua, los periodos de muestreo pueden ser también más cortos.

En el caso del agua la función de probabilidad solo puede ser obtenida experimentalmente mediante medidas in-situ. Para que las medidas sean representativas deberán extenderse en un periodo de tiempo suficientemente largo. Hay que pensar que entre un año seco y uno lluvioso la información recogida podría ser radicalmente distinta.

### 7.2.2.1 Estaciones de aforo

Las confederaciones hidrográficas de cuencas fluviales (al menos las españolas) registran los caudales de forma continua en muchos puntos del río y de los afluentes de la cuenca.

Estas medidas se realizan en las llamadas estaciones o puntos de aforo. En ellas sólo queda registrada la variable altura de la lámina de agua. Para obtener la relación entre dicha altura y el caudal se realizan los llamados “aforos directos”: Se realizan mediciones puntuales altura/velocidad del flujo en diversos puntos de la sección del cauce. En base a esta “discretización” de la masa de agua se obtienen pares de valores altura/caudal que pueden ser sumados para obtener el caudal total.

Los aforos directos se realizan periódicamente con objeto de controlar la variabilidad de la relación altura/caudal con el tiempo motivada por posibles modificaciones en el cauce o las condiciones de medida.

El apéndice C contiene el conjunto de datos recogidos en un aforo directo del Ebro a su paso por Zaragoza.

Mediante el procesado de los aforos directos puede llegarse a la definición de las **curvas de gasto** de cada uno de los puntos de control.

La curva de gasto pueden definirse como la relación entre la altura de lamina y el caudal para una sección del cauce y un periodo de tiempo en el que se asume que no existe un cambio significativo del comportamiento hidráulico de dicho tramo.

### **7.2.2.2 Obtención de velocidades**

Como se acaba de explicar se puede establecer la relación siguiente para un determinado punto:

Perfil + Velocidad → Caudal → Altura de lamina.

Una vez obtenida la curva de gasto para un determinado punto también podríamos utilizarla en el sentido contrario:

Altura de lamina → Caudal → Perfil + Velocidad.

De este modo podríamos obtener datos de velocidades a partir de conjuntos de datos históricos muy bien documentados de los caudales.

El principal problema de esta metodología es que la estadística de velocidades así obtenida sería solo válida para esa sección exacta del río y no sería extrapolable a otro lugar. Sin embargo, cualquier punto aguas arriba después del ultimo afluente significativo o aguas abajo antes del primer afluente significativo transportará prácticamente el mismo caudal. A partir de este dato bastaría con calcular la curva de gasto para los puntos más interesantes (rápidos) del tramo y realizar las estadísticas correspondientes a partir de la altura de lámina.

### **7.2.2.3 Datos existentes**

Con todos los datos recogidos en las estaciones de aforo se realizan numerosos análisis estadísticos encaminados a representar los recursos disponibles en la red hidrográfica de los ríos. Se estudian los máximos y las medias a nivel mensual, anual e interanual. Con todo ello se generan informes que están disponibles para el uso del público en general.

Los ríos potencialmente más interesantes, es decir aquellos poco explotados y muy caudalosos se encuentran generalmente en países en vías de desarrollo y no es de esperar que existan este tipo de registros detallados. La metodología explicada anteriormente tampoco puede ser utilizada en todas

las circunstancias con lo que habría que contar con la posibilidad de hacer estudios directos.

La misma metodología y aparatos que se emplean en los aforos directos servirían para medir las velocidades de cualquier corriente. Una vez identificada una zona de un río potencialmente interesante se trataría de tomar directamente medidas durante el periodo necesario y realizar las estadísticas convenientes.

Otro camino posible partiendo de los datos de caudales sería la simulación del flujo para obtener las velocidades mediante modelos hidráulicos.

#### 7.2.2.4 Curva de caudales clasificados.

El objetivo de este punto era la obtención de una función de probabilidad para las velocidades. A continuación veremos como la integral de la función buscada existe para la variable caudal. Utilizando la relación existente entre caudales y velocidades podríamos llegar a la función deseada.

La curva de caudales clasificados es aquella que relaciona los distintos caudales del río con el número total de días que se superan en un año hidrológico (Octubre-Septiembre).

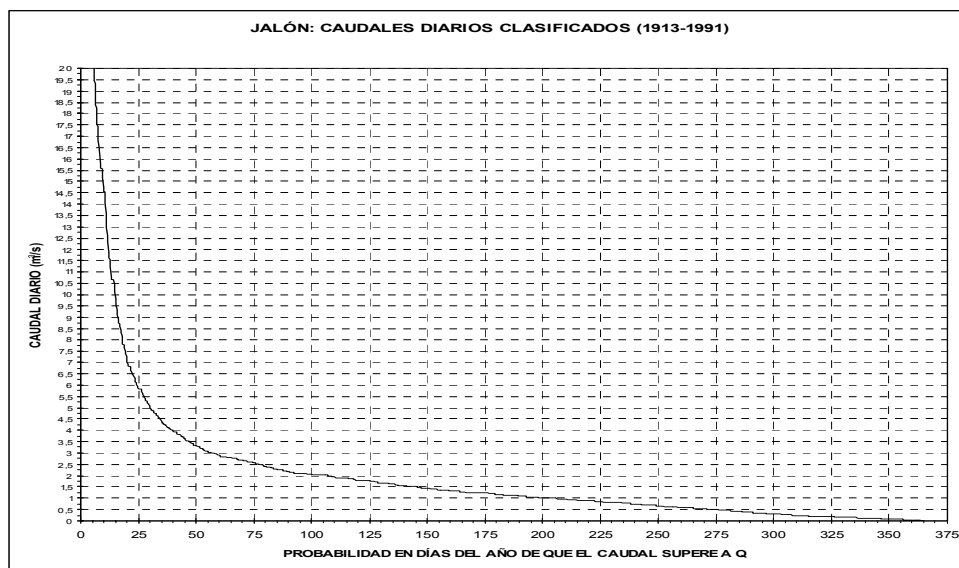


Figura 7.8

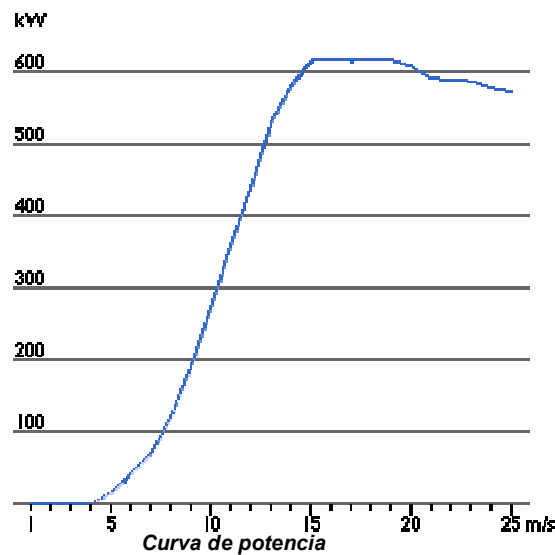
Si giramos 90 grados en sentido horario la gráfica anterior y normalizamos a 1 el eje de abscisas (dividiendo por 365) obtenemos la función de probabilidad acumulada (la integral) de la función de probabilidad de los caudales.

$$F(x) = P(Q \leq x) = \int_{-\infty}^x P(y) dy$$

La derivada numérica de esta función nos daría histograma de las frecuencias relativas de cada caudal. Ese histograma, obtenido para velocidades en lugar de caudales, es exactamente la curva que nos interesa.

### 7.2.3 Curva de potencia de la MCHFAC

La curva de potencia de una MCHFAC es un gráfico que indica cual es la energía eléctrica producida por la central para cada valor de la velocidad de la corriente. Esta gráfica es muy utilizada para los cálculos de parque eólicos. A continuación se muestra la curva típica de un aerogenerador de 600 Kw.



**Figura 7.9**

La curva de potencia se dibuja a partir de medidas directas de la corriente. Se coloca un anemómetro suficientemente lejos para no ser afectado por la presencia de la central y suficientemente cerca como para que los datos recibidos sean significativos de la corriente en esa zona. Cada dato de

velocidad se empareja con la potencia de salida de la MCHFAC y así obtenemos el gráfico anterior.

A la vista del gráfico anterior podría pensarse que la potencia del viento crece muy rápidamente para luego saturarse. Es falso. La potencia del viento sigue creciendo como el cubo de la velocidad pero es la central la que deja de capturar eficientemente esta potencia cuando se alcanza el valor de diseño. Se evita así saturar la capacidad del alternador o los límites mecánicos de la maquinaria.

### 7.2.3.1 Coeficiente de potencia $C_p$

El coeficiente de potencia nos dice con que eficiencia transforma la central la energía del agua en electricidad. Simplificando al máximo podríamos definirla como el cociente de la potencia eléctrica de salida y el contenido energético de la corriente.

La relación entre este coeficiente y la curva anterior es clara. Si multiplicamos el contenido energético de la corriente por el valor de  $C_p$  obtenemos la potencia para cada velocidad. El rotor está concebido de forma que  $C_p$  caiga rápidamente a partir del valor de velocidad en que se alcanza la potencia nominal. De este modo el crecimiento cúbico del contenido energético se compensa con una eficiencia decreciente y permite que la central funcione a la máxima potencia sin saturarse. A continuación se muestra dicha curva para el caso de un aerogenerador.

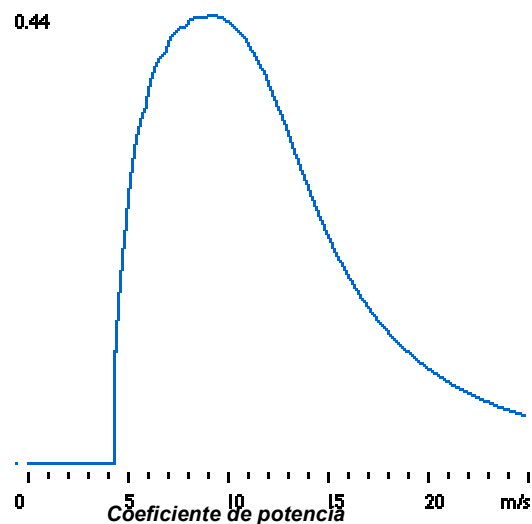


Figura 7.10

Se aprecia que la eficiencia mecánica es máxima para velocidades de entorno a 9 m/s. Esto es una elección deliberada de los ingenieros. A bajas velocidades la eficiencia no es muy importante porque tampoco hay mucho que capturar. A muy altas velocidades tampoco importa debido a que es necesario que la eficiencia caiga para no rebasar los límites de diseño. Es por esto que la eficiencia es más importante en la zona en que se espera capturar la mayor parte de la energía.

#### 7.2.4 Producción anual

Una vez conocidos las curvas de potencia y probabilidad así como el factor de disponibilidad, estimar la producción anual es muy simple.

Para cada intervalo de, digamos, 0,1 m/s de la velocidad multiplicamos la probabilidad de ese intervalo de velocidades por el valor correspondiente de la curva de potencia. Si sumamos todas estas contribuciones infinitesimales obtenemos la potencia media de un año. Si multiplicamos el valor obtenido por 24 y por 365 tenemos la producción energética anual en Kw·h producida por la MCHFAC. Solo falta afectar el valor obtenido por el coeficiente de disponibilidad y obtendremos el resultado buscado. En términos matemáticos:

$$PA(Kw\cdot h / \text{año}) = FD \cdot 24 \cdot 365 \int_{-\infty}^{+\infty} Prob(v) \cdot Pot(v) dv$$

#### 7.2.5 Factor de capacidad

Otra forma de abordar la producción energética anual se obtiene utilizando el factor de capacidad. Este factor se define como el cociente de la producción anual y la producción máxima anual posible (si las máquinas estuviesen funcionando al 100% 365X24 horas al año).

Para los aerogeneradores este valor suele estar comprendido alrededor de un 20 o 30 por cien. Este valor no significa que la central solo haya estado produciendo el 20 o 30 por cien del año, sino habría producido la misma energía si hubiese producido esa fracción del tiempo a plena potencia.

Conocida la potencia nominal de una máquina y su factor de capacidad es inmediato obtener la producción anual.

### **7.3 Proyecto de inversión**

Para poder determinar si un parque de MCHFAC es rentable o no necesitaremos evaluarlo desde la perspectiva de un proyecto de inversión. Para ello necesitamos los datos obtenidos en los puntos anteriores así como algunos parámetros más, como el horizonte temporal en el que se evalúa, los costes de mantenimiento, el precio de la electricidad producida ...

En el análisis que se realiza a continuación se sacrifican muchos factores necesarios para un estudio detallado de la inversión en pro de una mayor simplicidad. Realizaremos dicho estudio basándonos en el parque tipo utilizado hasta ahora.

#### **7.3.1 Horizonte temporal**

Es difícil conocer a priori la resistencia de este tipo de maquinarias. Podríamos tomar como modelo lo que se hace en la industria naval ya que el deterioro de la MCHFAC seguirá un ritmo similar al de un barco. Con esa premisa parece razonable considerar una vida útil de 20 años.

#### **7.3.2 Coste de operación y mantenimiento**

De nuevo nos encontramos ante un dato sobre el que no existe todavía un estudio histórico para poder evaluarlo correctamente. De nuevo usaremos como referencia los parques de aerogeneradores. En este caso se destina cada año entorno al 1,5% del coste de las turbinas a su mantenimiento y operación.

El medio acuático es mucho más problemático que la atmósfera. Las MCHFAC estarán expuestas a corrosión severa, crecimiento de algas y otros organismos, impactos y ensuciamiento en general. Es de esperar que las MCHFAC requieran mucha más atención y mantenimiento que los molinos. Parece razonable considerar que un 3% anual del coste inicial debería bastar.

### **7.3.3 Tarifas eléctricas**

Para poder calcular el importe de las ventas de electricidad es necesario conocer el precio de venta de la electricidad. Para este tipo de centrales existen varios sistemas de tarificación. En uno de ellos el precio depende del momento del día en que se suministra energía (punta , valle o llano), y también de la prima aportada por el estado. La ley también permite renunciar a la prima y vender la energía producida a un precio constante a cualquier hora del día.

En España este precio es de:

- 62.145 €/GWh para energía eólica.
- 64.909 €/Gwh para la mini hidroeléctrica.

Estos precios dependerán obviamente del país en que se instale la central.

### **7.3.4 Fondos generados**

Para calcular los fondos generados por las ventas de la electricidad multiplicamos los Kw·h aportados a la red por su precio de venta.

Para calcular la energía producida se construye una curva de caudales clasificados con una forma similar a la de ríos conocidos. De esta curva se extraen de velocidades de la corriente. La energía producida se calcula como la “suma inferior” de la integras de dicha curva.

% del año que se supera	Caudal (m3/s)	Velocidad (m/s)	Potencia (KW)	Producción Energía (KW·h)
0	6450	4,78	1200,00	525600,00
5	4300	4,54	1200,00	525600,00
10	3280	3,56	1200,00	525600,00
15	2720	3,28	929,04	406918,97
20	2360	2,86	614,63	269207,00
25	2070	2,51	419,67	183817,19
30	1770	2,16	266,10	116550,63
35	1550	1,90	180,84	79209,57
40	1340	1,65	118,39	51854,61
45	1140	1,41	73,97	32397,06
50	1020	1,27	53,51	23438,99
55	870	1,08	33,69	14754,12
60	780	0,98	24,52	10737,61
65	680	0,85	16,45	7203,00
0,7	640	0,81	13,79	6038,04
75	560	0,71	9,35	4093,92
80	500	0,63	6,72	2943,85
85	470	0,60	5,61	2458,77
90	440	0,56	4,63	2029,36
95	410	0,52	3,77	1652,39
<b>Medias/totales</b>	<b>1667,5</b>	<b>1,83</b>	<b>6374,66</b>	<b>2792105,091</b>

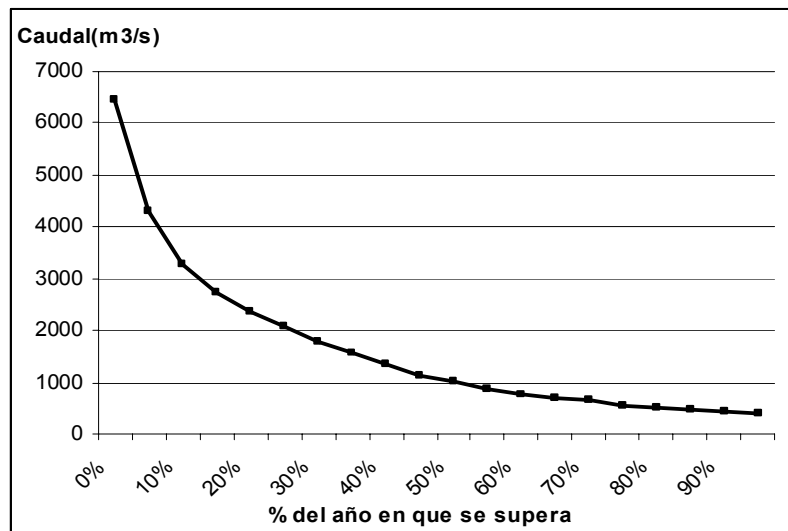


Figura 7.10

### 7.3.5 Tasa de actualización

La tasa de actualización necesaria para calcular el valor actual neto de los fondos generados en el futuro depende de los tipos de interés del momento y del nivel de riesgo de la inversión. Es imposible saber a priori que nivel de riesgo se atribuiría a este proyecto. Cabe esperar que fuese bastante alto para

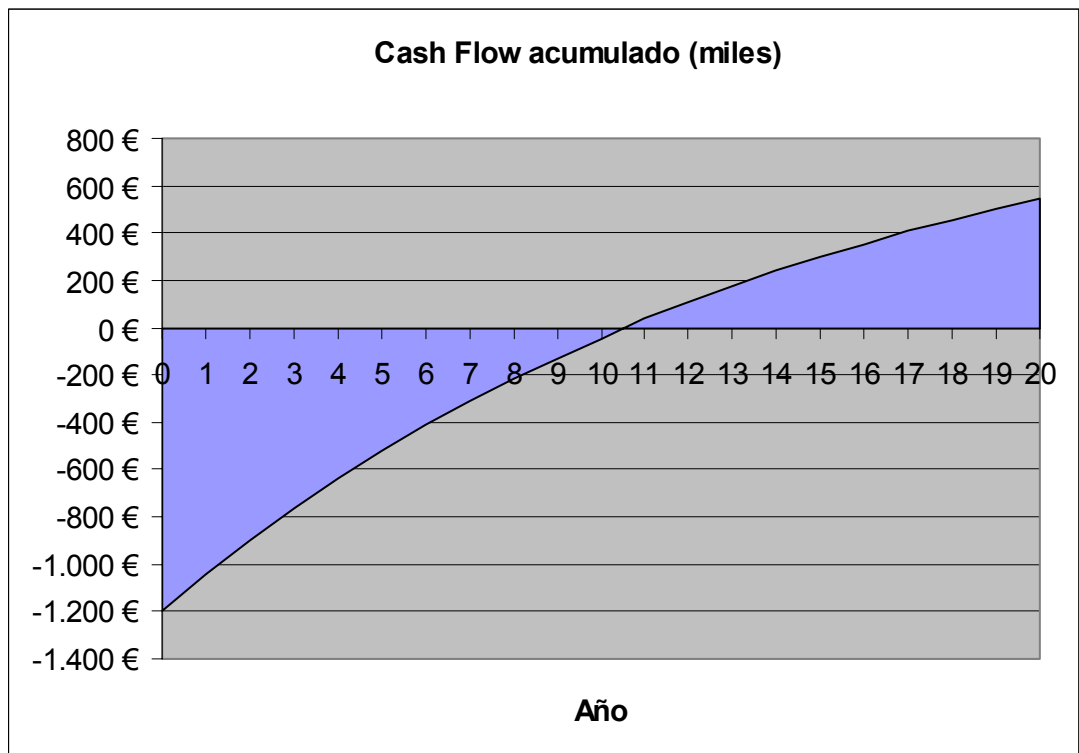
los primeros parques y que descendiera a los niveles empleados para evaluar los parques eólicos si las MCHFAC demuestran ser eficaces.

En este análisis utilizaremos un valor común para los parque eólicos: 7%

### 7.3.6 Flujos de caja

<b>Caudal medio (m3/s)</b>	1667,5
<b>Velocidad media (m/s)</b>	1,83
<b>Producción Anual (Kw-h)</b>	2792105,091
<b>Factor Capacidad</b>	26,56%
<b>Precio Kwh (€)</b>	0,069
<b>Inversión inicial</b>	1196202,128
<b>Fondos Generados/año</b>	192655,2513
<b>Fondos Absorbidos/año</b>	-28483,71429
<b>Tasa de actualización</b>	1,07

<b>Año</b>	<b>Fondos Absorbidos</b>	<b>Fondos Generados</b>	<b>Cash Flow neto</b>	<b>Factor de descuento</b>	<b>Cash Flow actualizado</b>	<b>Acumulado</b>
0	-1.196.202 €	0 €	-1.196.202 €	100,00%	-1.196.202 €	-1.196.202 €
1	-28.484 €	192.655 €	164.172 €	93,46%	153.431 €	-1.042.771 €
2	-28.484 €	192.655 €	164.172 €	87,34%	143.394 €	-899.377 €
3	-28.484 €	192.655 €	164.172 €	81,63%	134.013 €	-765.364 €
4	-28.484 €	192.655 €	164.172 €	76,29%	125.246 €	-640.118 €
5	-28.484 €	192.655 €	164.172 €	71,30%	117.052 €	-523.066 €
6	-28.484 €	192.655 €	164.172 €	66,63%	109.394 €	-413.672 €
7	-28.484 €	192.655 €	164.172 €	62,27%	102.238 €	-311.434 €
8	-28.484 €	192.655 €	164.172 €	58,20%	95.549 €	-215.885 €
9	-28.484 €	192.655 €	164.172 €	54,39%	89.298 €	-126.586 €
10	-28.484 €	192.655 €	164.172 €	50,83%	83.456 €	-43.130 €
11	-28.484 €	192.655 €	164.172 €	47,51%	77.997 €	34.867 €
12	-28.484 €	192.655 €	164.172 €	44,40%	72.894 €	107.761 €
13	-28.484 €	192.655 €	164.172 €	41,50%	68.125 €	175.886 €
14	-28.484 €	192.655 €	164.172 €	38,78%	63.669 €	239.555 €
15	-28.484 €	192.655 €	164.172 €	36,24%	59.503 €	299.058 €
16	-28.484 €	192.655 €	164.172 €	33,87%	55.611 €	354.669 €
17	-28.484 €	192.655 €	164.172 €	31,66%	51.973 €	406.641 €
18	-28.484 €	192.655 €	164.172 €	29,59%	48.572 €	455.214 €
19	-28.484 €	192.655 €	164.172 €	27,65%	45.395 €	500.608 €
20	-28.484 €	192.655 €	164.172 €	25,84%	42.425 €	543.033 €



**Figura 7.11**

Los resultados finales de la inversión planteada son:

<b>Valor Actual Neto</b>	543.033 €
<b>Tasa Interna de Retorno</b>	12,40%
<b>Payback</b>	11,5 años

Con los parámetros utilizados la inversión es rentable, sin embargo los resultados son muy sensibles tanto al factor de disponibilidad como a la tasa de actualización:

- El VAN se vuelve negativo para valores del factor de capacidad inferiores al 19%.
- El VAN se vuelve negativo para valores de la tasa de actualización superiores al 12,40%

## 8 Emplazamientos

Desde el principio se ha considerado que las MCHFAC producen cantidades industriales de energía con diámetros de captación pequeños. Para que esto sea posible son necesarios emplazamientos con grandes caudales y fuertes velocidades de la corriente. Dichos emplazamientos existen, pero no necesariamente en la parte del mundo en la que se está escribiendo este proyecto.

### 8.1 Europa

En el ejemplo de parque de MCHFAC que se ha planteado en el apartado económico se utilizaban 12 unidades de 100 KW. Cada una procesa 11 m<sup>3</sup>/s en régimen nominal. Las 12 requieren aproximadamente 140 m<sup>3</sup>/s para lo cual sería necesario un río que transporte al menos el triple, unos 500 m<sup>3</sup>/s en los momentos de aguas más altas.

Los ríos con esos caudales no abundan en Europa. En nuestro continente solo 10, el Volga (8000 m<sup>3</sup>/s), Danubio (6300 m<sup>3</sup>/s), Rin (2100 m<sup>3</sup>/s), Ródano (1700 m<sup>3</sup>/s), Po (1540 m<sup>3</sup>/s), Elba (1500 m<sup>3</sup>/s), Vistula (950 m<sup>3</sup>/s), Loira (850 m<sup>3</sup>/s), Garona (630 m<sup>3</sup>/s) y Sena (520 m<sup>3</sup>/s) superan la barrera de los 500 m<sup>3</sup>/s de media anual. Por supuesto debe haber muchos más con un caudal de pico por encima de 500 m<sup>3</sup>/s.

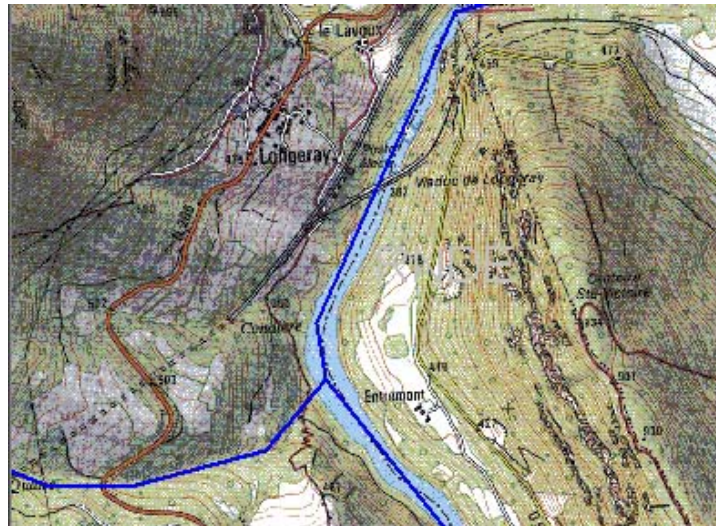
Pero no sólo es un problema de cantidad. Para que las MCHFAC sean rentables estos grandes caudales deben fluir también a gran velocidad. La regla general indica que los grandes caudales se alcanzan en los cursos bajos y que en estas zonas las velocidades suelen ser pequeñas debido a la poca pendiente del terreno.

Para complicar más las cosas, los datos de velocidades son difíciles de encontrar. Del mismo modo que los caudales medios aparecen en cualquier enciclopedia, los datos de velocidades raramente existen. Cuando aparecen solo lo hacen como valor numérico, en ningún caso están sistematizados en forma de estadísticas. Puede ser útil para estimar de modo orientativo la

velocidad de ríos conocidos compararla con velocidades de la escala humana. Así, una persona andando a buen ritmo puede alcanzar unos 6 ó 7 Km/h ( 1,6 – 1,9 m/s ), corriendo despacio unos 11 km/h ( $\approx$  3 m/s) y sprintando unos 6 m/s.

Afortunadamente y a pesar de la escasez de datos se pueden encontrar excepciones. Por ejemplo sobre el Ródano, muy caudaloso desde sus orígenes en los Alpes, se puede leer:

“Antes de su canalización el Ródano era un río rápido, caracterizado por velocidades de 2m/s en época normal y de 3 a 4 m/s en época de crecida. Una velocidad así es comparable a la del Arve, un torrente de montaña...”



*Orografía montañosa del valle del Ródano cerca de los Alpes*

**Figura 8.1**

El Ródano sería pues un buen candidato para el uso de MCHFAC y se asemeja bastante al río utilizado para el ejemplo económico anterior ya que tiene el mismo caudal medio anual.

## **8.2 Resto del mundo**

Cualquier otro de los continentes con excepción quizá de Australia presenta más oportunidades para la utilización de las MCHFAC que Europa. Me centraré en Asia por ser el que mayor potencial hidroeléctrico del mundo, el menos explotado y por ser el único que conozco personalmente.

Tres de los mayores ríos del mundo están en este continente: el Mekong, el Huang He (Río Amarillo) y el Chang Jiang (YangTse). Los tres nacen en la meseta de Tibet. La meseta del Tibet ocupa una extensión comparable a unas cuatro veces la Península Ibérica. Su elevación media es de más de 4000m. Recoge enormes cantidades de agua en forma de nieve y lluvia.



Meseta del Tibet

Figura 8.2

El **Chang Jiang** mide más de 6400 Km, sólo el Nilo y el Amazonas lo superan en longitud. Es el sexto del mundo en caudal medio (más de 20.000 m<sup>3</sup>/s). Nace a unos 6000m de altura y su caudal es importante desde el principio. En su curso alto el río discurre por gargantas de gran pendiente. Los datos encontrados hablan de velocidades de hasta 60 Km/h (16 m/s) en esta zona. La foto que se muestra a continuación fue tomada a unos 3300 m. de altura, todavía en el curso alto. Se aprecia que tanto la velocidad como el caudal son monstruosos (en la parte inferior izquierda se pueden ver varias personas que observan el río)



*El Yangtse junto a Lijiang a unos 3300m sobre el nivel del mar*

**Figura 8.3**

Unos kilómetros aguas abajo está el primer trasbordador que permite cruzarlo. El barco navega a toda potencia en contra corriente a la vez que se aproxima a la orilla opuesta. A pesar de realizar la travesía en el punto más remansado de la comarca el barco termina varios cientos de metros aguas abajo del punto en que la comienza y tienen que remontar después pegándose a la orilla opuesta. A pesar de no poder contar con datos cuantitativos, estos emplazamientos sería sin duda muy adecuados. Para estas velocidades habría que equipar las MCHFAC con alternadores de mayor potencia y desplazar la velocidad nominal de operación hacia valores más altos .

En su curso medio-bajo también existen numerosos emplazamientos que podrían ser adecuados, por ejemplo, entre las ciudades de Chongqing y Yichang el Yangtse discurre en a través de Las Tres Gargantas. Es un conjunto de valles muy abruptos donde el río alcanza gran velocidad. Este tramo mide unos 600 Km y tendría enormes posibilidades de aprovechamiento cinético. La imagen siguiente esta tomada desde un ferry que cubre el recorrido entre las dos ciudades. Se puede apreciar el tamaño del cauce en comparación con el ferry de 5 plantas que va delante.



*El Yangtse en Las Tres Gargantas*

**Figura 8.4**

Es esta parte del curso la que empezará a quedar anegada este año debido a la construcción de la gran presa de las Tres Gargantas. Este proyecto hidroeléctrico producirá 19.000 MW de potencia cuando este acabado. El lago artificial que se formará medirá más de 600Km. Las dos ciudades antes mencionadas serán cabeza y cola de lago respectivamente.



*Obras de la presa de Las Tres Gargantas. Un ferry pasa por el espacio todavía abierto.*

**Figura 8.5**

Con la inundación de estos valles y la formación del lago se perderá la posibilidad de aprovechamiento cinético. No es este el mayor inconveniente del proyecto: un millón y medio de personas tendrán que emigrar, decenas de

ciudades desaparecerán bajo las aguas, se perderán algunos de los emplazamientos arqueológicos más importantes de China y se teme que la acumulación de sedimentos acabe inutilizando este proyecto en un plazo muy corto. El Yangtse, sin embargo, sigue teniendo numerosos lugares aptos para el uso de esta tecnología.

Mientras que el Yangtse es llamado la “Vía Principal de China” al **Huang He** (río Amarillo) se lo conoce como la “Pena de China”. El curso medio-alto de este río discurre sobre terrenos de un finísimo sedimento llamado loes. Es esta tierra la que le da su color amarillo y la que lo convierte en el río con más barro en sus aguas del mundo. Tras milenios de transporte y sedimentación de este loes, el curso medio-bajo del río Amarillo se encuentra a menudo por encima del nivel del tierras que lo rodean. Es por esta razón que sus desbordamientos son muy frecuentes y muy destructivos. La otra consecuencia de esta orografía particular es la imposibilidad de utilizar centrales hidroeléctricas convencionales. Esta desventaja deja las puertas abiertas al uso de las centrales de aprovechamiento cinético.

### **8.3 Emplazamientos marinos**

A pesar de que las MCHFAC están pensadas para operar en río también podrían tener una aplicación marina. En algunas bahías muy cerradas en puntos de la costa con fuertes mareas aparecen corrientes periódicas de llenado y vaciado que se repiten dos veces al día. Estos movimientos de agua pueden ser bastante violentos y las velocidades alcanzadas pueden ser mucho mayores que las de muchos ríos.

El medio marino presenta además algunas ventajas:

-Aguas más limpias, menos sedimentos, menor transporte de objetos contundentes que puedan dañar las central.

-Profundidades mayores que permiten instalar unidades más grandes con las consiguientes economías de escala.

-Periodicidad perfectamente conocida

Un punto donde estos fenómenos son muy marcados es por ejemplo en la costa Pacífica de la Isla de Vancouver en Canadá.



*Línea de costa de la isla de Vancouver*

**Figura 8.6**

En este lugar se llegan a alcanzar velocidades que superan los 30 Km/h (8.33 m/s).

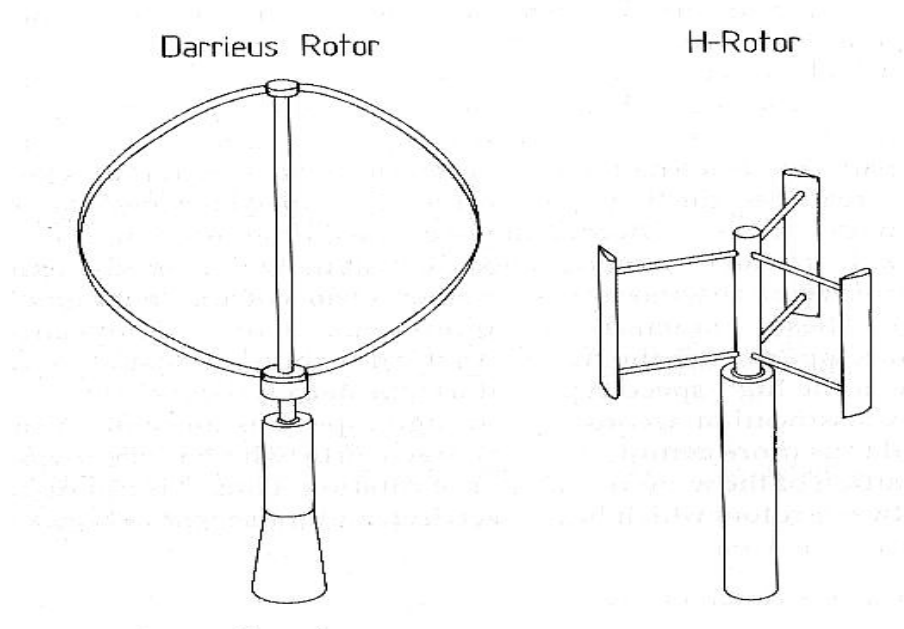
Otro lugar con características similares se encuentra en La Bahía Talbot en Australia.

## 9 Modificaciones y mejoras

En este apartado se pretende introducir algunas ideas que se alejan del planteamiento inicial de la MCHFAC pero que podrían suponer una mejora de su funcionamiento.

### 9.1 Eje vertical

En el campo de los aerogeneradores existen modelos de eje vertical aunque están casi en desuso ya que su rendimiento máximo no supera el 40% (ver figura 4.22).



A pesar de su bajo rendimiento un rotor de tipo H podría aportar algunas ventajas al diseño de la MCHFAC:

- El eje vertical transmitiría directamente el par motor a la superficie.
- La sección de captación es un rectángulo en lugar de un círculo: se podrían barrer áreas muy grandes incluso en lugares con poco calado usando un solo rotor bajo y muy ancho.

## **9.2 Modificaciones en el cauce**

Una de las bazas de la MCHFAC es su escaso impacto sobre el río en el que opera. Siempre se ha dicho la única obra civil necesaria era la de anclaje.

Cabría, sin embargo, plantear la posibilidad de “reformular” los fondos y las orillas del tramo en el que se instalen las MCHFAC para conseguir mayor velocidad y un flujo más laminar. Las rugosidades en las paredes del cauce son la principal causa de frenado del agua. Si un tramo del río se convirtiese en un canal de paredes lisas el funcionamiento de la MCHFAC mejoraría notablemente. El impacto de este tipo de obras sería en cualquier caso menor que el producido por una presa.

## **9.3 Rendimiento contra coste**

Puesto que en estas centrales el combustible es gratis, el camino de la alta eficiencia energética no es quizá el más adecuado. La mejor turbina no es necesariamente la que mayor producción consigue. Lo que realmente cuenta es el coste de extraer un Kwh del río durante los próximos 20 años

Se ha diseñado la MCHFAC buscando aumentar el  $C_p$  mediante un diseño muy complejo y caro de fabricar. Quizá se podrían conseguir mejores resultados económicos a partir de un modelo más simple pero menos eficiente.

## **10 Conclusiones**

### **10.1 Resultados**

El objetivo de este proyecto es tantear las posibilidades tecnológicas y económicas de producir electricidad aprovechando la energía cinética de los grandes ríos. El análisis que se ha realizado en estas páginas no es el proyecto de una instalación concreta. Todavía queda mucha ingeniería de detalle por hacer antes de construir un primer prototipo, sin embargo, aunque aproximados, los cálculos han sido rigurosos y los resultados positivos.

Desde el punto de vista tecnológico parece posible construir turbinas capaces de capturar en torno al 65 por ciento de la energía cinética de la corriente turbinada.

Desde el punto de vista económico sería posible construir parques hidráulicos rentables basados en esta tecnología.

### **10.2 Limitaciones**

La energía eólica captó el interés de los científicos y empresas desde el comienzo de su desarrollo. Hicieron falta décadas de investigación y mejora paulatina de los prototipos de aerogeneradores hasta llegar al estado del arte actual. En esa tarea han trabajado y traban muchas empresas y organismos públicos.

El interés generado hasta la fecha por la energía cinética hidráulica es puramente anecdótico. No es imaginable que se alcance un estado de desarrollo y explotación industriales en el contexto actual. Las MCHFAC tienen muchos aspectos en común con los aerogeneradores modernos, pero los primeros ya han demostrado su eficacia y las segundas no. Otra desventaja de las MCHFAC es que todos los países cuentan con algún emplazamiento de fuertes vientos pero no necesariamente con un río apropiado para instalar las MCHFAC.

Por todo esto no parece que en un futuro inmediato esta fuente de energía se desarrolle industrialmente. El soporte imprescindible para el despegue de esta tecnología sería un estudio serio del potencial hidroeléctrico cinético mundial que justifique o no la puesta a punto de MCHFAC.

### **10.3 Trabajos futuros**

Además de la ya mencionada evaluación del potencial de esta tecnología; desde el punto de vista técnico está casi todo por hacer:

- Simulación numérica o ensayo con maquetas del comportamiento real de la MCHFAC.
- Optimización de los componentes principales (tubo-difusor, rotor, transmisión)
- Concepción de sistemas de control adaptados.
- Evaluación del impacto del medio fluvial real sobre la MCHFAC.
- Evaluación del impacto de las MCHFAC sobre el entorno

...y muchos otros. Creo que estos estudios serían interesantes independientemente de la implantación futura que logren las MCHFAC.

## **11 Apéndice A**

## **12 Apéndice B**

## 13 Bibliografía

- [1] Claudio Mataix. *“Mecánica de fluidos y máquinas hidráulicas”*. Oxford University Press, España, 1982.
- [2] Sébastien Candel. *“Mecanique des fluides”*. Bordas, Paris, Francia, 1995
- [3] Claudio Mataix. *“Turbomáquinas hidráulicas”*. Publicaciones ICAI, España, 1975.
- [4] Grupo de Formación de Empresas Eléctricas. *“turbomáquinas hidráulicas”*. Paraninfo, Madrid, 1994.
- [5] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. *“Minicentrales Hidroeléctricas”*. Cinco Dias-IDEA, Madrid, 1992.
- [6] Erich Hau. *“Wind-turbines”*. Springer, Alemania, 2000.
- [7] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. *“Energía Eólica”*. Cinco Días-IDEA, Madrid, 1992.
- [8] Ervin Bossanyi y otros. *“Wind energy handbook”*. Wiley, Reino Unido, 2001.
- [9] Manuel Muñoz Torralbo y otros. *“Turbomáquinas térmicas”*. Sección de publicaciones de la ETSII, España, 2001.
- [10] Gérard Lacroix. *“Lagos y ríos”*. Ediciones Plural, España, 1992.
- [11] Miguel Arenillas Parra. *“Guías de España, Los Ríos”*. Alianza Editorial, España, 1987.

## 14 Sitios WEB

- [1] <http://www.marlec.co.uk/products/prods/amazon.htm> : Amazon Aquacharger.
- [2] <http://www.windpower.org/tour/> : Energía eólica
- [3] <http://www.chez.com/frequence-rance/partienico.htm> : Central mareomotriz de la Rance
- [4] <http://www.european-patent-office.org/espacenet/info/index.htm> : Oficina europea de patentes
- [5] <http://www.windenergy.co.uk/framestidal.htm> : Tidal Energy
- [6] <http://www.itee.uq.edu.au/~aupec/aupec99/swenson99.pdf> : Prototipo de la Northern Territory University
- [7] <http://www.chebro.es/> : Confederación Hidrográfica del Ebro
- [8] <http://www.chguadalquivir.es/> : Confederación Hidrográfica del Guadalquivir
- [9] <http://www.chtajo.es/> : Confederación Hidrográfica del Tajo
- [10] <http://www.chduero.es/> : Confederación Hidrográfica del Duero
- [11] <http://www.cedex.es> : Centro de experimentación de obras públicas
- [12] <http://hercules.cedex.es/> : Centro de estudios Hidrográficos
- [13] <http://www.rnde.tm.fr/> : Red nacional de datos sobre el agua, Francia
- [14] <http://www.nasq.com/index-e.html> : Base de datos sobre aerofoils e hidrofoils.
- [15] <http://www.valeport.co.uk/indexlayers.htm> : Material para la realización de aforos directos.
- [16] <http://www.retscreen.net/fr/menu.php> : Energías renovables.