

**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA
ELÉCTRICA Y ENERGÉTICA**

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA

ENERGÍA MAREMOTRIZ

Pedro Fernández Díez
<http://www.termica.webhop.info/>

ENERGÍA MAREMOTRIZ

La energía solar que incide anualmente sobre la superficie terrestre es del orden de $6 \cdot 10^{14}$ MW hora. Los océanos, con una superficie de 361 millones de km^2 y un volumen de 1370 km^3 , actúan como sistemas colectores y de almacenamiento, lo cual se manifiesta de diversas formas, olas (energía eólica), y gradientes térmicos, gradientes salinos y corrientes marinas, (energía solar maremotérmica). Las más estudiadas son las debidas a las mareas, olas y térmica marina, estando las de las corrientes y gradientes salinos mucho menos desarrolladas.

A estas formas de energía hay que sumar la de las mareas (energía maremotriz) debida a la atracción gravitatoria de la Luna y el Sol, y a la rotación de la Tierra, $3 \cdot 10^6$ MW.

1.- EL FENÓMENO DE LAS MAREAS

La marea es la fluctuación periódica del nivel de los océanos, debida principalmente a la atracción gravitatoria de la Luna y en menor cuantía del Sol, (la Luna ejerce una atracción 2,2 veces la del Sol), y al movimiento de rotación de la Tierra, (aceleración de Coriolis); otros factores son la forma y fisionomía del relieve de las costas y del fondo, los fenómenos meteorológicos, etc.

La aceleración que produce el efecto de marea aumenta con la masa y disminuye con el cubo de la distancia. Con relación a la Tierra, y teniendo en cuenta las distancias y las masas, sólo el Sol y la Luna son capaces de producir mareas apreciables; el Sol, más distante, influye por su masa; la Luna, de masa mucho menor, por su proximidad a la Tierra.

La masa del Sol es del orden de 27 millones la de la Luna, pero se encuentra 390 veces más lejos, por lo que la contribución del Sol a la marea es $27 \cdot 10^6 / 390^3 = 0,45$ veces la contribución lunar.

El fenómeno es prácticamente idéntico, tanto si el punto sometido a la acción de la marea, se encuentra orientado hacia el astro, como si se encuentra en la parte opuesta.

La fuerza generadora de la marea F_a , lunar F_L o solar F_S , es pequeña, del orden de 10^{-7} veces la fuerza de gravitación, Fig 1. Para justificar los desplazamientos de importantes masas de agua, la fuerza de atracción F_a , (que no sigue la vertical), se puede descomponer en dos, una vertical F_v que influye muy poco en la gravedad, del orden de 10^{-7} , mientras que la componente horizontal F_h es comparable a

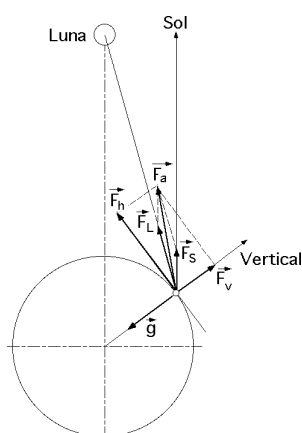


Fig 1.- Fuerza generadora de la marea

otras fuerzas horizontales como el gradiente horizontal de las aguas de diferente densidad, la acción del viento o la aceleración de Coriolis, distinguiéndose de éstas en que actúa sobre grandes distancias horizontales, en profundidad, provocando el desplazamiento de masas de agua de un hemisferio a otro, produciendo acumulaciones y sustracciones de agua y, por consiguiente, las elevaciones y depresiones del nivel del mar. Como la cantidad de agua del mar es constante, a esta elevación corresponderán descensos en lugares situados a 90° de diferencia en longitud.

La fuerza centrífuga originada por el movimiento de rotación de la Tierra al recorrer su órbita alrededor del cdg del sistema Tierra-astro es la misma en cualquier punto del planeta, ya que no depende de la distancia. La fuerza centrífuga aumenta la altura del nivel del mar que está más lejos de la Luna, al tiempo que descende el nivel del mar en la parte contraria.

La causa de las mareas deriva de la aplicación de las dos fuerzas, atractiva y centrífuga, que en el cdg de la Tierra se neutralizan, es decir, la atracción de la Luna queda compensada por la fuerza centrífuga engendrada por la revolución en torno al centro de gravedad del sistema Tierra-Luna, ya que de no ser así, la atracción provocaría un acercamiento progresivo entre ellas.



Fig 2.a.b.- El efecto de la fuerza atractiva (a) y centrífuga (b) sobre las masas de agua

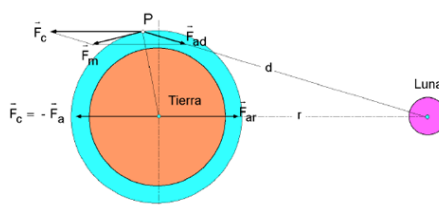


Fig 3a.b.- Efecto combinado de las fuerzas centrífuga y atractiva

En un punto cualquiera de la superficie terrestre, cuando el astro está por encima del horizonte, la fuerza atractiva por él ejercida es más fuerte que cuando está por debajo del horizonte, en que es la fuerza centrífuga la que predomina. Si la Tierra no girara alrededor de su eje, las mareas serían estáticas.

Gracias a la rotación de la Tierra se obtienen, en cada punto del océano, cada día, dos pleamares y dos bajamares, lo que se conoce como *marea de tipo semidiurno*.

Cuando el punto esté situado en una latitud importante y el ángulo que forma el astro atractivo con el plano del Ecuador es igualmente elevado, el astro no alcanza el horizonte, lo que implica la pérdida de una pleamar y una bajamar por día, es decir sólo hay una pleamar y una bajamar al día, lo que se conoce como *marea de tipo diurno*.

Las mareas son las ondas más largas del océano, con períodos del orden de 12 a 24 horas y longitudes de onda comparables con la longitud de la circunferencia terrestre en el Ecuador.

Si el punto superficial (o las masas de agua) está frente al astro la atracción sobre dicho punto será mayor que la experimentada por el centro de la Tierra, es decir, la atracción predomina sobre la fuerza centrífuga, estando dirigida la fuerza hacia el astro.

Si el punto superficial se encuentra en la parte opuesta, la atracción sobre el mismo es inferior a la atracción sobre el centro y, por tanto, predomina la fuerza centrífuga, estando sometido a una fuerza que le impulsa en sentido contrario al astro. Esto viene relacionado con el hecho de que en estos puntos,

el astro (principalmente la Luna) no es capaz de generar una fuerza centrípeta suficiente para mantener las masas de agua en una órbita con velocidad igual a la del centro de la Tierra, por lo que se presenta un defecto de aceleración respecto al centro de la Tierra que hace que las masas de agua tiendan a quedarse rezagadas respecto a éste, provocando un efecto equivalente al de una pequeña aceleración que trataría de expulsar el agua al lado opuesto al que se encuentra el astro.

En ambos casos el punto (o las masas de agua), tiende a alejarse de la Tierra.

Las mareas están sometidas a una fluctuación rítmica de su nivel y a una fluctuación en forma de

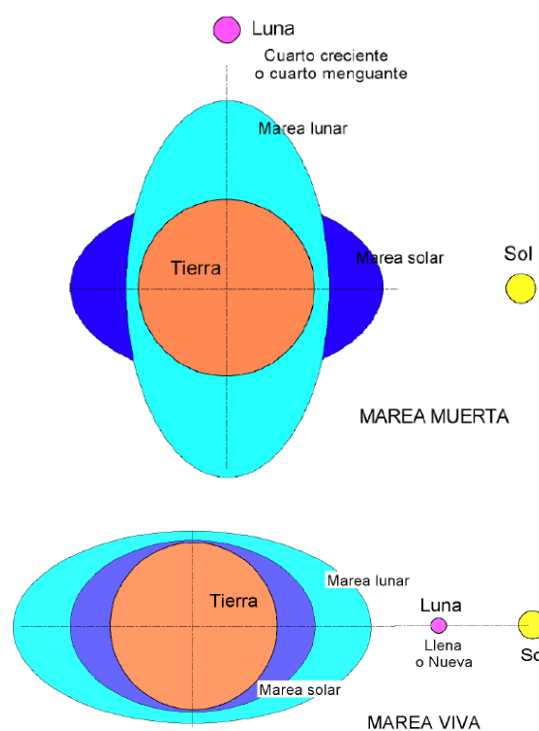


Fig 4.- Mareas vivas y mareas muertas

corrientes, como son:

a) La corriente que acompaña a la llegada de la pleamar, máxima elevación, que se conoce como *flujo*

b) La corriente que acompaña a la aparición de la bajamar, mínima elevación, que se conoce como *reflujo* y es más breve en tiempo que la primera.

Cuando el Sol, la Luna y la Tierra están alineados, las mareas son mayores, y se conocen como mareas vivas (*marea de sicigias*); si estos astros forman un ángulo de 90° las mareas son más reducidas y se conocen como mareas muertas. La amplitud de una marea es extremadamente variable de un litoral marítimo a otro, no siendo la misma en todos los lugares; nula en algunos mares interiores, como en el Mar Negro, entre Rusia y Turquía; de escaso valor en el Mediterráneo, en el que sólo alcanza entre 20 y 40 centímetros, al igual que en el océano Pacífico; por el contrario, se amplifica y alcanza valores notables en determinadas zonas en donde la profundidad del mar es pequeña, o la costa tiene una escasa

inclinación, o una configuración que origina una interferencia por las costas, o existen fenómenos de resonancia como sucede en algunas bahías en las que el agua puede subir su nivel varios metros debido a que el tiempo de vaciado y llenado de las mismas coincide con el período de la marea, etc..

Es en el océano Atlántico donde se registran las mareas mayores. Así en la costa meridional atlántica de Argentina, en la provincia de Santa Cruz, alcanza una amplitud de 14 m. Pero aún es mayor en otras zonas, como en las bahías del Fundy (amplitudes medias superiores a los 15 m en Minas Basin y 13,6 m en Frobisher, Canadá), y en algunos lugares de las costas europeas de la Gran Bretaña (estuario del Severn 13,6 m), y de Francia en las bahías de Mont-Saint-Michel (12,7 m) y el estuario del Rance (13,5 m).

Dentro del estudio de mareas existen los llamados puntos *anfidrómicos*, que son aquellos en los que la amplitud de la marea es nula, mientras que las corrientes de marea son máximas.

El período de una marea es el tiempo que media entre dos pleamares o dos bajamares sucesivas. La marea evoluciona, en general, por la superposición de ondas diurnas y semidiurnas que adquieren amplitudes máximas o mínimas a intervalos de 14,8 días, aproximadamente.

La acción de las fuerzas atractivas se transmite mediante ondas que se propagan de formas diversas según la profundidad y según las diversas reflexiones sobre las costas continentales, de manera que se producen una serie de interferencias que pueden ser constructivas o destructivas, lo que explica la existencia de las *mareas diurnas* y *semidiurnas*.

Las *ondas semidiurnas* están influenciadas por la componente lunar, que tiene un período de 12,42 horas y la solar de 12 horas, por lo que entre ambas existe una diferencia de período de 25,25 minutos lo que implica un retraso entre ambas ondas de 50,5 minutos al día, o un retraso de 6,23 horas cada 7,4 días, lo que equivale al semiperíodo de la onda, es decir, cada 7,4 días las dos ondas están en concordancia de fase y sus acciones se suman, mientras que al cabo de otros 7,4 días se encuentran en oposición, deduciéndose de esto la evolución característica de la oscilación semidiurna que consta de grupos que se alternan con amplitudes variables entre un máximo y un mínimo cada 7,4 días. A esto habría que añadir la influencia de la órbita lunar, elíptica, (que origina una onda elíptica lunar) de forma que cada 13,75 días la Luna se encuentra más cerca o más lejos de la Tierra, provocando un exceso o un defecto de atracción que modifica la evolución prevista con la composición de las ondas anteriores. Se ha observado que las ondas semidiurnas son más acusadas cuando la Luna y el Sol están más próximos al Ecuador.

Las *ondas diurnas* están influenciadas por otras componentes, como la lunar diurna con un período de 25,82 horas, la solar diurna (24,07 h) y la onda de declinación mixta Luna-Sol (23,93 h), que se interfieren entre sí formando la evolución característica del grupo de estas ondas. Las ondas diurnas son máximas cuando la declinación lunar tiene un valor extremo y mínimas cuando la Luna está en el Ecuador; tienen amplitudes máximas en los solsticios y en los equinoccios.

La *onda total*, superposición de las anteriores, confiere a las oscilaciones del nivel marino una evolución característica oscilante más o menos regular, compuesta frecuentemente por dos pleamares y dos bajamares al día, cuya amplitud varía con un período de 14,8 días aproximadamente; sin embargo existen lugares en los que las mareas varían en forma diferente, con períodos de hasta 24 horas, o con períodos de 5 horas.

En las mareas mixtas, la onda semidiurna puede predominar en las sicigias, mientras que en las cuadraturas predomina la onda diurna. La amplitud máxima se produce poco después de la fase de Luna nueva o luna llena (sicigias), y la mínima poco después de los cuartos creciente y menguante (cuadraturas).

En algunos mares predominan las ondas de carácter semidiurno, (las dos mareas diarias tienen prácticamente la misma amplitud), presentándose las más importantes en las costas europeas y africanas del Atlántico, en América del Sur desde Venezuela a Brasil, en parte de América del Norte, golfo de Bengala, etc., mientras que las de carácter diurno (se da una sola pleamar y una sola bajamar al día), son más débiles (mar de Okhost, extremo sudoeste de Australia, golfo de México) con amplitudes máximas de 11,5 m. En casi todos los lugares restantes las mareas son mixtas.

Análisis armónico de las mareas.- La variación del nivel del agua del mar observado durante una marea u onda total, viene dado por la suma de muchas ondas senoidales simples del tipo:

$$h = a \cos (w t + \varphi)$$

en la que:

w depende de las condiciones astronómicas, siendo constante en todo momento y lugar

a es la amplitud de la marea y *φ* la fase de cada onda, que no dependen de las condiciones astronómicas y que son variables de un lugar a otro.

Cuando se conocen se puede establecer la evolución de la marea para cada lugar y tiempo.

2.- ENERGÍA POTENCIAL DE LAS MAREAS

En el mundo, como hemos indicado, existen un número limitado de lugares donde es posible la explotación de la energía de las mareas; para ello se requiere de un amplitud de marea mínima de 5 metros, de una bahía, ría o estuario lo suficientemente amplio para que la cantidad de agua a trasvasar durante las mareas sea grande y de la facilidad de construir un dique que separe el estuario del mar, para contener y cerrar el paso del agua. El estuario se llena durante la pleamar y se vacía durante la bajamar a través de unas turbinas y compuertas auxiliares.

La energía que teóricamente se puede extraer en un ciclo de marea, es función de la superficie del embalse artificial $A(z)$ y de la amplitud a de la marea, diferencia entre los niveles de pleamar y bajamar.

La energía cedida por el embalse durante el vaciado en la bajamar, es:

$$E_{\text{embalse}} = \gamma \int_0^a A(z) z \, dz$$

y la cedida durante el llenado en la pleamar, es:

$$E_{\text{mar}} = \gamma \int_0^a A(z) (a - z) \, dz$$

siendo la energía potencial estimada para un ciclo de marea de 6,2 horas de la forma:

$$E = E_{\text{embalse}} + E_{\text{mar}} = \gamma a \int_0^a A(z) \, dz = \gamma a V = \gamma a^2 A = 226 A a^2 \text{ kW}$$

en la que z es la altura del agua embalsada en metros ($0 < z < a$) A es la superficie del embalse en km^2 y V el volumen del embalse en m^3 .

Si el embalse se llena por la acción de la pleamar y por bombeo, se obtiene:

$$E_{\text{mar}} = \gamma \int_0^a A(z) (a - z) \, dz + \gamma \int_a^{a^*} A(z^*) (z^* - a) \, dz$$

y al turbinar el agua así almacenada se obtiene:

$$E = \gamma \int_0^a A(z) z \, dz + \gamma \int_a^{a^*} A(z^*) z^* \, dz = \gamma a (V + V^*)$$

siendo:

z^* la altura del agua embalsada con bombeo auxiliar, $a < z^* < a^*$

a^* la altura máxima del embalse

$A(z^*)$ la superficie del embalse con bombeo

V^* el volumen del embalse con bombeo

En estas expresiones no se ha tenido en cuenta el rendimiento de la maquinaria y sólo se pretende obtener un límite superior de las posibilidades de la central; también habría que tener en cuenta, que el dique modificará la longitud inicial del estuario y, por tanto, la amplitud de la marea variará en más o en menos con respecto a la que existía antes de la construcción de la central.

Teniendo en cuenta que el número limitado de lugares idóneos para que la instalación sea efectiva (amplitud de marea superior a 5 m), elimina prácticamente el 90% de la energía teórica disponible esti-

mada en 3.10^6 MW, que la disipación de energía por rozamiento es del orden de 1 W/m^2 y que una central maremotriz tiene un rendimiento máximo del 25%, implica que *sólo* se podrían aprovechar unos 75.000 MW correspondientes a las mareas en el litoral, lo que representa una fracción muy pequeña.

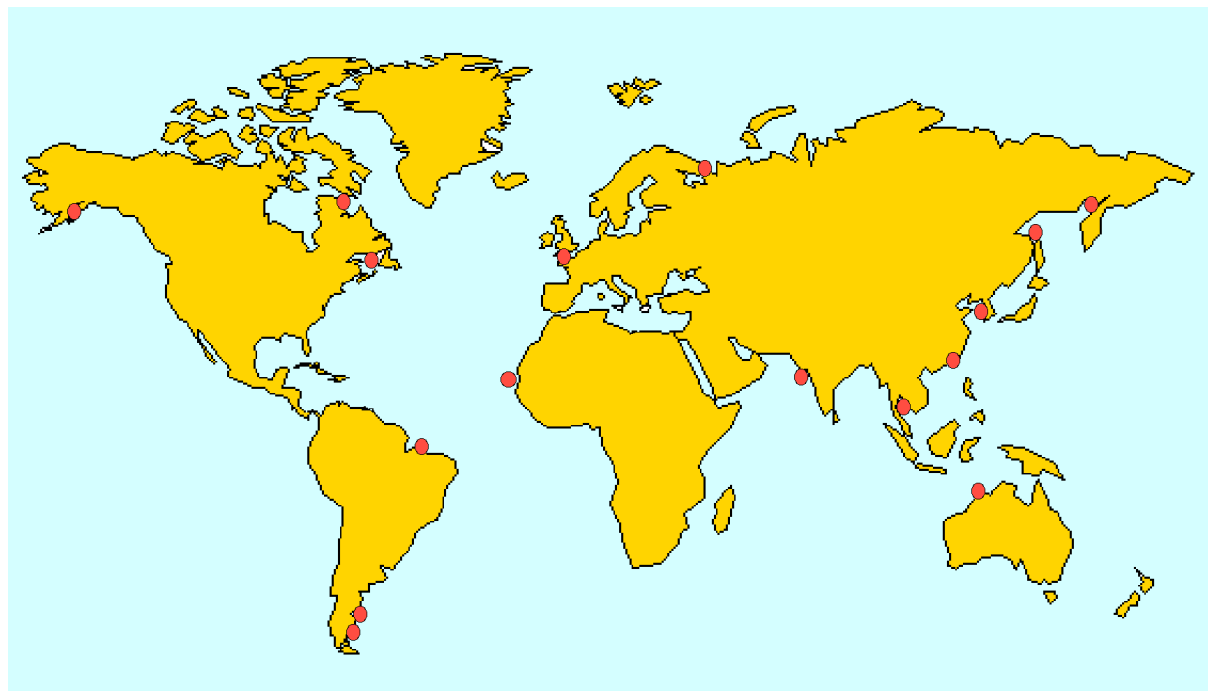


Fig 5.- Zonas de mareas medias a nivel mundial

Suponiendo un funcionamiento de 12 a 14 horas al día, se vería reducido a 40.000 MW ó $1,75.10^5$ GWh año, equivalentes al ahorro de $2,4.10^8$ barriles de petróleo; (la potencia transmitida del océano Atlántico a la Mancha se ha evaluado en 180.000 MW, y al Mar del Norte en 23.000 MW).

Tabla 1.- Potencial teórico de las mareas en Europa Occidental

País	Recurso disponible teóricamente		% del total europeo
	GW	TWh/año	
Reino Unido	25,2	50,2	47,7
Francia	22,8	44,4	42,1
Irlanda	4,3	8	7,6
Holanda	1	1,8	1,8
Alemania	0,4	0,8	0,7
España	0,07	0,13	0,1
Total Europa Occidental	83,8	105,4	180

2.- CICLOS DE FUNCIONAMIENTO DE LAS CENTRALES MAREMOTRICES

Los ejemplos más claros de viabilidad económica a nivel mundial y que ofrecen los mejores resultados para el diseño y proyecto de una central hidroeléctrica maremotriz están basados en el almacenamiento de agua en el embalse que se forma al construir un dique, con compuertas y turbinas, en una bahía, cala ría o estuario. El agua que proporciona la ría prácticamente no interviene en la generación de energía

CICLO DE SIMPLE EFECTO.- Se dispone de un embalse único, Fig 6, siendo los modos operativos los siguientes:

- Generación durante el reflujo de la marea, (bajamar). El llenado del embalse se efectúa con las

compuertas abiertas y el vaciado con turbinación

- Generación durante el flujo, (pleamar). El llenado del embalse se efectúa con turbinación y el vaciado con las compuertas abiertas. Es menos eficiente que el anterior; porque el embalse trabaja con niveles más bajos y la capacidad de almacenamiento es menor. En consecuencia generan sólo durante la bajamar, vaciándose el embalse, o sólo durante la pleamar, llenándose el embalse; estas operaciones requieren de una turbina hélice de flujo axial y alta velocidad específica.

Durante el vaciado del embalse se realiza lo siguiente:

- Cuando sube la marea se abren las compuertas y el embalse se llena.*
- Cuando comienza a bajar la marea se cierran las compuertas y se espera un tiempo, del orden de 3 horas, para alcanzar una diferencia de nivel adecuada entre el mar y el embalse.*
- A continuación, durante 5 ó 6 horas, se hace pasar el agua por las turbinas generando energía eléctrica.*

En los ciclos de simple efecto que funcionasen con vaciado del embalse sólo se generaría energía, cada día, durante dos períodos de unas 10 a 12 horas en total, que además se irían produciendo en horas diferentes cada día. Si el turbinaje se realizase durante el llenado del embalse, Fig 7c, los tiempos de generación serían menores, del orden de 4 a 5 horas, con tiempos de espera o de bombeo de 3 horas; en total funcionarían entre 8 y 10 horas diarias. Centrales de Fundy y Kislaya.

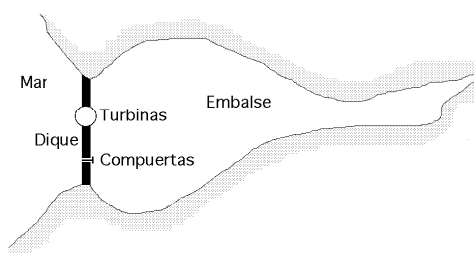


Fig 6.- Ciclo de simple efecto; embalse único

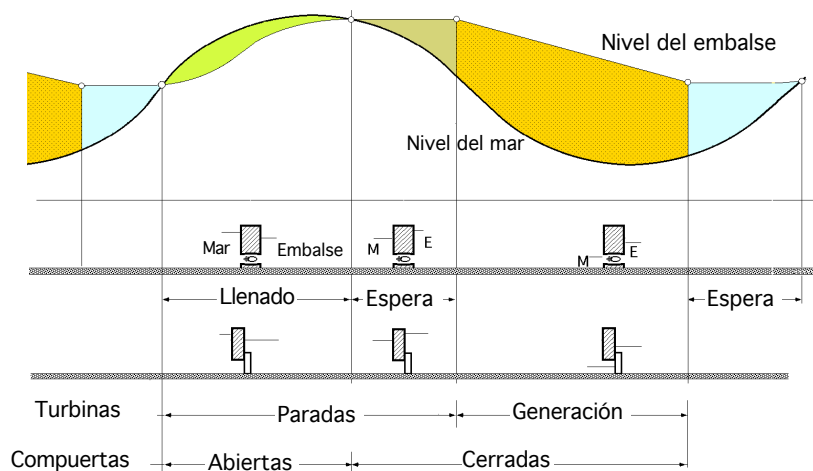


Fig 7a.- Ciclo de simple efecto durante el refluo, (vaciado del embalse)

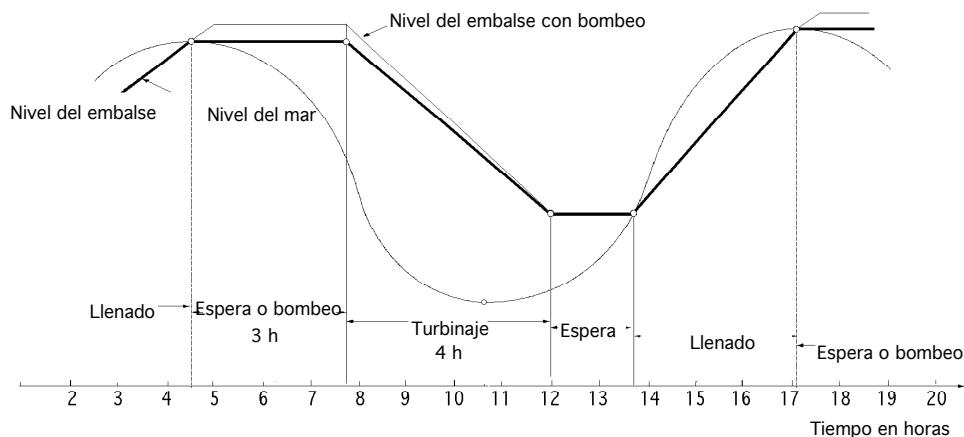


Fig 7b.- Ciclo de simple efecto durante el vaciado del embalse

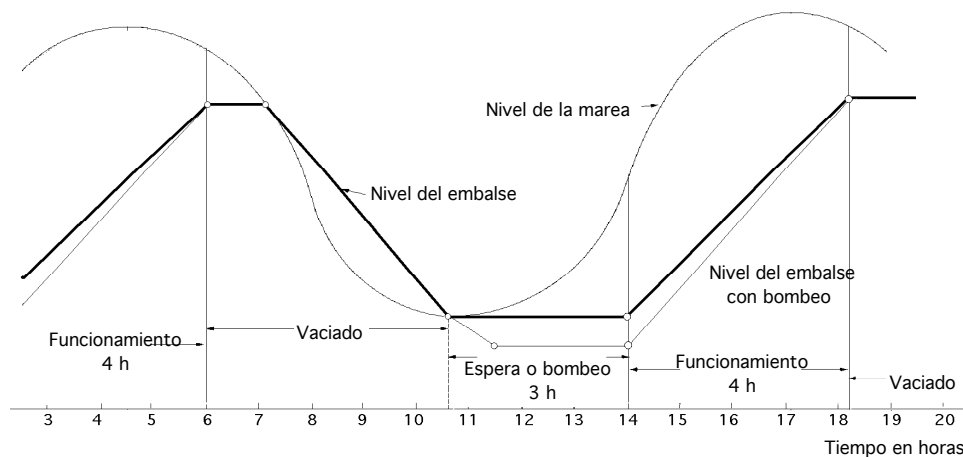


Fig 7c.- Ciclo de simple efecto durante el llenado del embalse

CICLO DE DOBLE EFECTO CON TURBINAS REVERSIBLES.- La generación de energía se efectúa con ambas mareas, Fig 8 y 9, lo que exige que las turbinas operen eficazmente con un determinado caudal de agua en cualquier dirección, funcionando tanto durante el llenado, como durante el vaciado del embalse.

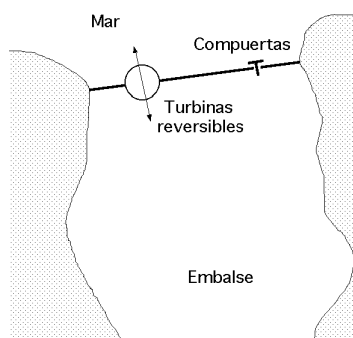


Fig 8.- Embalse con turbinas de doble efecto

Se pueden utilizar dos tipos de turbinas:

a) Reversibles

b) No reversibles, con un sistema de canales y compuertas; es un procedimiento complejo y caro

La energía utilizable es menor debido a que las diferencias de niveles entre el embalse y el mar son menores que en los ciclos de simple efecto, reduciéndose el rango de variación del nivel embalsado, y disminuyendo también el rendimiento al no ser posible optimizar las turbinas y el caudal, pero aún así el factor de utilización de la planta es mayor, lo que proporciona un 18% más de energía que en los casos de simple efecto.

Los tiempos de funcionamiento son del orden de 6 a 7 horas por marea, lo que supone entre 12 y 14 horas diarias de generación de energía, con tiempos de espera entre 2 y 3 horas por marea.

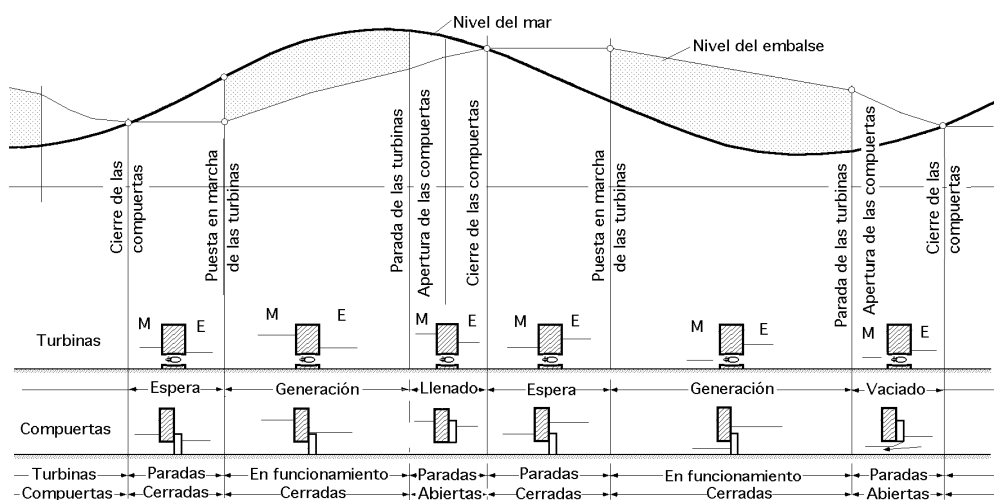


Fig 9.- Ciclo de doble efecto

CICLOS DE ACUMULACIÓN POR BOMBEO.- Generan energía con ambas mareas y disponen de algún tipo de almacenamiento por bombeo, lo que obliga a utilizar turbinas que sean capaces de funcionar no sólo como tales, sino también como bombas, cuando sean accionadas por los alternadores.

El nivel de generación y la flexibilidad operativa se mejoran, lo que proporciona una mayor eficiencia económica, es decir, permiten un aprovechamiento más racional y rentable de la central, pudiendo llegar el aumento en la generación al 10%. Las turbinas tienen un coste mayor, y sería necesario incluir, a veces, un equipo para el arranque de la bomba, ya que en algunas situaciones, como se ha comprobado en el Rance, no arrancarían por sí solas. La experiencia confirma que es más económico y ambientalmente aceptable limitar la generación a la fase de reflujo, bajamar, ya que la carrera de marea en el embalse estaría entonces dentro de la mitad superior de la que existía previamente.

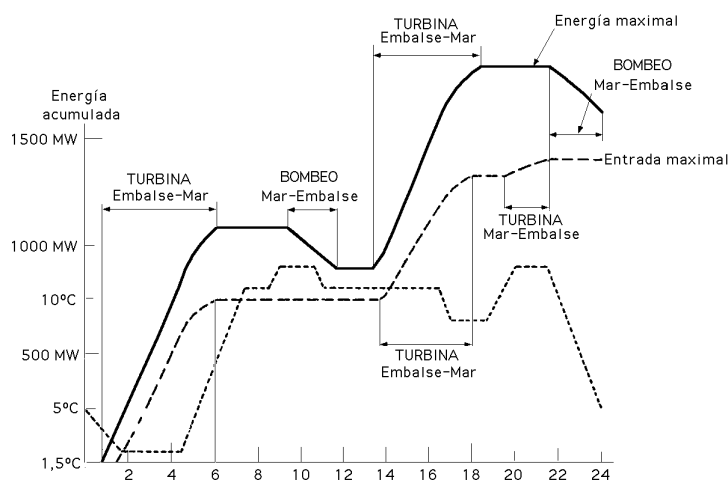


Fig 10.- Ciclo de acumulación por bombeo

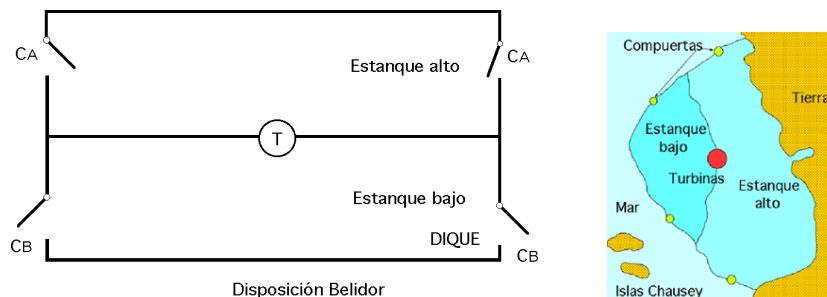
La central de la ría del Rance en Francia es la primera y única central de potencia en el mundo de este tipo, y en ella se impuso la utilización de una tecnología totalmente nueva en el campo de las turbinas, como fue la de las turbinas bulbo reversibles, en las que el tiempo de funcionamiento y la experiencia acumulada han delimitado algunas de sus funciones, como el turbinaje inverso reducido a menos del 10% del directo por problemas, a nuestro entender, de malfuncionamiento de la turbina y del alternador, y reduciendo a cero el bombeo inverso, del embalse al mar..

Para aumentar el tiempo de explotación de la central, las turbinas Bulbo han sido diseñadas para poder ser utilizados como bombas, de forma que cuando el nivel del mar está próximo al del embalse, el llenado de éste se puede acelerar e incrementar bombeando agua del mar, lo que permite el que las turbinas puedan funcionar durante el reflujo con mayor carga y más tiempo. El sistema de bombeo-turbinaje permite aumentar la generación en función de las necesidades de la red eléctrica, ya que como bomba pueden impulsar al embalse entre 1 y 2 m por encima del nivel de la pleamar, altura que en el turbinaje directo se transforma en 6 ó más metros, con la consiguiente ganancia de energía, hecho que no sucede en las centrales hidroeléctricas con bombeo.

CICLOS MÚLTIPLES.- Utilizarían varios embalses, con lo que se podría generar energía de una forma más continua a lo largo del día; serían más caros, pues exigirían una obra civil muy costosa, Fig 11 y 12, lo que les ha hecho prácticamente inviables.

El proyecto Cacquot en la bahía del Mt-St-Michel, con mareas de 15 m de amplitud, implicaba diques de 55 km con alturas de 30 a 40 m para almacenar en 2 estanques de 1100 km², caudales que pe-

netrarían por las compuertas a razón de 500.000 m³/seg, generando entre 30 y 40 TWh año, apoyándose en las islas Chausey. Se estimó en 10 años su construcción, pero fue abandonado.



C_A compuerta de llenado del estanque alto, C_B compuerta de llenado del estanque bajo, C_T compuertas de las turbinas, T turbinas

Fig 11.- Diseño de esquema de ciclos múltiples Belidor para las Islas Chausey

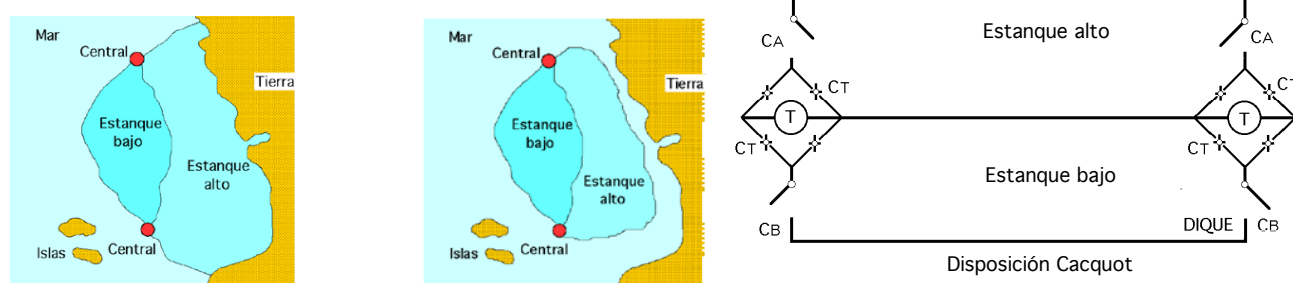


Fig 12.- Diseño de esquema de ciclos múltiples Cacquot para las Islas Chausey

El proyecto Belidor, o Contentin Oeste, implicaba 2 estanques de 100 km² cada uno, situados al N de las islas Chausey con una longitud de diques de 69 km y una potencia instalada de 1440 MW, 36 grupos de 40 MW y una potencia anual de 5300 GWh.

3.- PROYECTOS Y REALIZACIONES

Estudio de viabilidad.- Los principales parámetros a considerar en un estudio de viabilidad son:

- La longitud del dique
- La superficie del embalse
- El nivel mínimo del agua
- La amplitud de la marea, que es el factor más importante, que justifica la instalación de la central

Así, por ejemplo, para los posibles emplazamientos estudiados en Inglaterra se ha supuesto que la amplitud media de la marea tiene que ser superior a cinco metros para asegurar la viabilidad económica de la central; en España nos encontramos con que los mayores valores están en el entorno de los cuatro metros. La evaluación de la rentabilidad exige un proceso de optimización y predicción de las condiciones de funcionamiento de la planta, así como los efectos de barrera que la implantación del dique provoca no sólo en las mareas existentes en el emplazamiento, sino en el propio embalse.

Tendencias de desarrollo.- Las nuevas tendencias para desarrollar estos aprovechamientos energéticos están influenciadas por algunos aspectos que han ido surgiendo en los últimos años, relacionados, por ejemplo, con el propio entorno de la central, que tiene que permitir combinar la energía maremotriz con otras tecnologías de generación energética, como la hidroeléctrica, térmica, eólica,...etc. Hay que te-

ner en cuenta que muchos de los mejores emplazamientos están muy alejados de los centros de consumo, Tabla 2, lo que obligaría a transportar la energía producida a considerables distancias. *En esta situación el transporte en corriente continua en alta tensión ofrecería unas prestaciones notables*, pudiéndose llegar hasta 10.000 km con pérdidas del 3% cada 1.000 km, lo que permitiría conectar la energía de las mareas generada en emplazamientos remotos en las redes eléctricas principales.

Aspectos económicos.- Entre los aspectos económicos destaca el elevado coste del kW instalado, (en 1985 era del orden de las 250.000 ptas/kW generado).

Los factores que inciden negativamente en el coste de la central son la propia obra civil de construcción del dique, que supone más de la mitad del coste de la planta, con lo que la elección de un lugar adecuado que permita un ahorro en infraestructura, compatible con una buena amplitud de marea, es fundamental. A esto hay que añadir la larga duración del proceso constructivo de la central, entre 5 y 15 años en el caso más favorable, y el bajo factor de carga estacional, entre el 22% y el 35%, debido a las variaciones de la amplitud de la marea, (mareas vivas y muertas).

Entre los factores que inciden positivamente hay que citar el bajo coste de operación y mantenimiento, inferior al 0,5% y la alta disponibilidad, superior al 95%, que está relacionada con el elevado número de grupos. Es importante el tener presentes otros efectos distintos de los energéticos, que pueden mejorar el entorno y la viabilidad de un proyecto de esta naturaleza.

Antecedentes.- La utilización de las mareas como fuente de energía se remonta a los *molinos de marea*, de los que en el Reino Unido se tienen noticias desde el siglo XI. Los primeros molinos de marea aparecieron en Francia, y estaban instalados en el centro de un dique que cerraba una ensenada; así se creaba un embalse que se llenaba durante la pleamar por medio de unas compuertas y durante la bajamar el agua salía y accionaba una rueda de paletas. La energía se obtenía una vez por marea. Hoy en día pueden verse algunos de estos molinos en las costas normandas y bretonas francesas, y en el Cantábrico.

A finales del siglo XIX el progresivo desarrollo de los sistemas eléctricos y el tamaño creciente de las centrales generadoras de energía eléctrica motivaron el abandono progresivo de las fuentes de energía de carácter local, entre otras los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos y los molinos de marea.

Se sabe que el primero que estudió el problema del aprovechamiento de la energía de las mareas, y que ideó un sistema que permitía un aprovechamiento continuo de dicha energía, empleando para ello dos cuencas o receptáculos conjugados, fue el francés Belidor, (Proyecto de las islas Chausey). Las teorías expuestas por Belidor no quedaron en el olvido, y la idea de aprovechar la energía de las mareas sólo quedó aparcada hasta que se acometió el proyecto de resolver definitivamente el problema; otros ingenieros franceses proyectaron una central maremotriz en el estuario de Avranches, que consistía en un dique que cerraba el estuario y aprovechaba la energía de la marea en las correspondientes turbinas; los estudios para este proyecto estaban listos en 1923, pero el proyecto fue abandonado.

Otros países interesados en estudiar las posibilidades de emplear la energía de las mareas para la producción de energía eléctrica fueron Estados Unidos y Canadá. Sus primeros estudios se remontan al año 1919 y posteriormente deciden la implantación de una central maremotriz en la frontera de ambos países, en la bahía de Fundy, en el río Annápolis, que ofrece mareas, en la región de Minas Basin, con amplitudes de hasta 20 metros y corrientes de marea de hasta 3 m/seg. Sin embargo, los estudios sobre la central fracasaron y cuando se reemprendieron nuevamente en 1964 se pensó en construir dos centrales maremotrices de una potencia de 500 MW, que trabajarían conjuntamente con una central hidroeléctrica de 750 MW.

Tabla 2.- Emplazamientos más destacados para el desarrollo de centrales maremotrices

PAÍS	Emplazamiento	Altura media de marea metros	Superficie embalsada km ²	Potencia estimada MW	Producción aproximada GWh/año
Argentina	San José	5,9	778	5040	9400
	Golfo Nuevo	3,7	2376	6570	
	Río Deseado	3,6	73	180	
	Santa Cruz	7,5	222	2420	
	Río Gallegos	7,5	177	1900	
Australia	Bahía de Secure	7	140	1480	
	Ensenada de Walcott	7	260	2800	
Canadá	Cobequid	12,4	240	5338	14000
	Cumberland	10,9	90	1400	
	Shepody	10	115	1800	
Rusia	Bahía de Mezen	6,76	2640	15000	45000
	Penzhinsk, Mar de Okhost	11,4	20 530	87400	190000
	Bahía de Tugur	6,81	1080	7800	16200
USA	Turnagain Arm	7,5		6500	16600
	Knit Arm	7,5		2900	
	Pasamaquoddy	5,5			
India	Golfo de Khambat	6,8	1970	7000	15000
	Golfo de Kutch	5	170	900	
UK	Severn	7	520	8640	17000
	Mersey	6,5	61	700	
	Duddon	5,6	20	100	
	Wyre	6	5,8	64	
	Conwy	5,2	5,5	33	
Corea	Garolim	4,7	100	400	
	Cheonsu	4,5			
México	Río Colorado	6,7			

En 1965 Canadá realiza nuevos estudios bajo supervisión francesa, proyecto Sogreah, para la instalación de una central de potencia en la bahía de Minas Basin, contemplándose en este proyecto la introducción de los grupos Straflo con alternador periférico.

En principio, estos proyectos no tuvieron una buena acogida, debido a que en esa época todo el mundo pensaba que el petróleo podía seguir siendo la forma más rentable de generar energía; sin embargo, dado el giro que tomaron los precios de los crudos y su inestabilidad, hizo pensar que la energía maremotriz podía ser una energía alternativa de futuro, competitiva con la energía nuclear, teniendo en cuenta su carácter inagotable y su poca influencia sobre el medio ambiente; algunos países ya la han introducido en sus planes de desarrollo energético, aunque sin muchas expectativas de futuro.

Ventajas de la energía maremotriz.- Es autorenovable, no contaminante, silenciosa, bajo costo de materia prima, no concentra población, disponible en cualquier clima y época del año, no presenta problemas de sequía como la hidráulica, dado que el promedio de amplitudes de marea prácticamente se puede considerar constante a lo largo del año, etc.

Desventajas.- Impacto visual y estructural sobre el paisaje costero, localización puntual que depende de la amplitud de las mareas, traslado de energía muy costoso, efecto negativo sobre la flora y la fauna aunque con el tiempo aparecen nuevas especies, limitada, etc.

REALIZACIONES

1) **Central del RANCE.**- La primera y única tentativa para el aprovechamiento de la energía de las mareas se realizó en Francia, en la ría del Rance, en las costas de Bretaña; en esta zona la amplitud de la marea puede alcanzar máximos de 13,5 metros, una de los mayores del mundo.

El volumen de agua de mar que puede penetrar en el estuario es del orden de 20.000 m³/seg.

Un dique artificial cierra la entrada de la ría y una esclusa mantiene la comunicación de ésta con el mar, asegurando la navegación en su interior.

Todos los elementos de la central maremotriz como, generadores eléctricos, máquinas auxiliares, turbinas, talleres de reparación, salas y habitaciones para el personal, están ubicados entre los muros del dique que cierra la entrada del estuario.

Fue acabada en 1967 y funciona con un ciclo de doble efecto con acumulación por bombeo. Su dique tiene 700 m de largo, 24 m de ancho y 27 m de alto (15 sobre el nivel medio del mar), 6 compuertas de 15 m de longitud y 10 m de altura y una esclusa que comunica, para pequeños barcos, el mar con el estuario. Los inconvenientes del dique son que bloquea la navegación, impide la emigración de los peces, modifica el tamaño y localización de la zona entre mareas, así como el régimen de mareas aguas arriba.

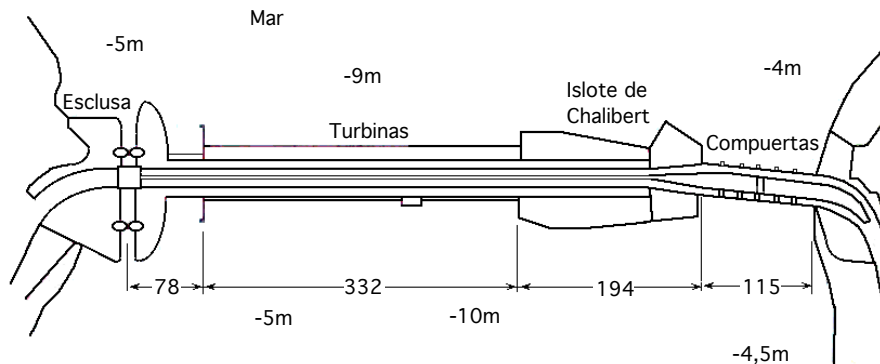


Fig 13.- Dique de la central maremotriz del Rance

El embalse tiene una superficie de 20 km² y una capacidad de 186 millones de m³ entre pleamar y bajamar, es decir, el agua que se puede aprovechar en las turbinas.

Las turbinas Bulbo son axiales y fueron diseñadas para funcionar en los dos sentidos de marea; tienen el alternador de 64 polos en la prolongación del eje, alojado en el interior de un bulbo, y aprovecha saltos de pequeño desnivel y gran caudal, (el bulbo va instalado aguas arriba del rodete en T.D.); su regulación se efectúa mediante un distribuidor de 24 álabes directrices orientables que dirigen el agua hacia los álabes también orientables del rodete, para conseguir siempre que sea posible un rendimiento máximo y una velocidad sincrónica, pudiendo funcionar también como bomba.

La central posee 24 turbinas bulbo de 10 MW, (caudal máximo 275 m³/seg en turbinaje directo). Cada unidad de explotación está compuesta por 4 turbinas que funcionan simultáneamente y tienen en común un cierto número de dispositivos anexos para su control y la excitación de los alternadores.

La energía neta generada a lo largo del año es del orden de 550 GWh, (500 GWh en turbinaje directo y 50 en turbinaje inverso), equivalente a 3.10⁵ barriles de petróleo, de la que se ha deducido la energía de 65 GWh consumida en el bombeo, (un 10% de la energía generada).

Sus gastos anuales de explotación en 1975 eran competitivos con los de las plantas hidroeléctricas convencionales.



Fig 14.- Entorno de la central del Rance

Tabla 3.- Centrales maremotrices existentes

PAÍS	Año de puesta en servicio	Emplazamiento	Amplitud media de marea metros	Superficie embalsada km ²	Potencia instalada MW
Francia	1966	El Rance	8,17	17	240
Rusia	1968	Kislaya Guba	2,4	2	0,4
Canadá	1984	Annápolis, Fundy	6,4	6	18
China	1961-80	4 emplazamientos	7	1,8	1,2
China	1980-86	Jiangxia	7,1	2	3,2

2) **Central de KISLAYA. (Kislogubskaya).**- Ubicada en el mar de Barentz, Rusia; empezó a funcionar como planta piloto en 1968, siendo la segunda del mundo de esta clase; dispone de 1 turbina bulbo de 0,4

MW. Los módulos de la sala de máquinas y del dique fueron fabricados en tierra y llevados flotando al lugar elegido; fue concebida como banco de ensayos para la instalación maremotriz de Penzhinsk, proyecto que en la actualidad ha sido olvidado.

La marea es semidiurna, con una velocidad de 3,6 m/seg. Amplitud media de 2,4 m, en el intervalo de 1,1 m y 4 m.

El embalse de 1,1 km², tiene dos depresiones de

una profundidad de 36 m separadas una de otra por una zona de 3 m de profundidad

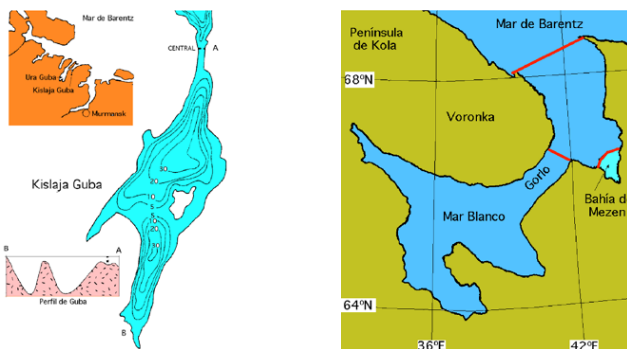


Fig 15.- Entorno de la central de Kislaya

3) **Central de la bahía de FUNDY.**- Está ubicada en el río Annápolis, en la frontera (USA-Canadá); la amplitud máxima de la marea puede alcanzar 15 metros.

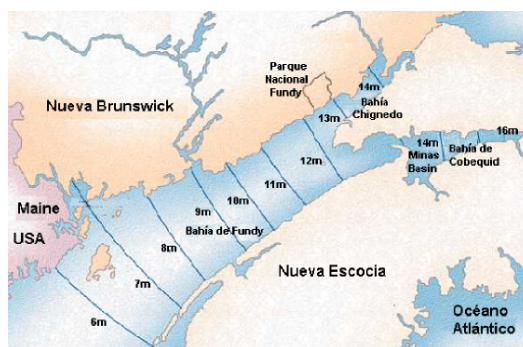


Fig 16.a.b.- Entorno de la central de Annápolis (a) y de la bahía de Minbas Basin (b)

La altura del dique es de 30,5 m y la longitud de 46,5 m. El aprovechamiento se consigue con una turbina **Straflo**, en experimentación desde 1984, de 18 MW y consumo de 400 m³/seg; esta turbina es axial, de 4 palas, e incorpora un alternador periférico de 144 polos, funcionando como turbina sólo en un sentido, tiene mayor rendimiento que la Bulbo y no está todavía desarrollada para funcionar como bomba, por problemas inherentes a la estanqueidad del alternador. La innovación que introduce esta turbina axial con rodete Kaplan consiste en que los polos magnéticos inductores del alternador no van instalados en la prolongación del eje de la turbina, sino fijos a la periferia de los álabes, en la periferia del canal de flujo, es decir, el rotor y el estator están encajados en un alojamiento anular que rodea al conducto por donde circula el agua, de forma que quedan fuera del paso rectilíneo del agua.

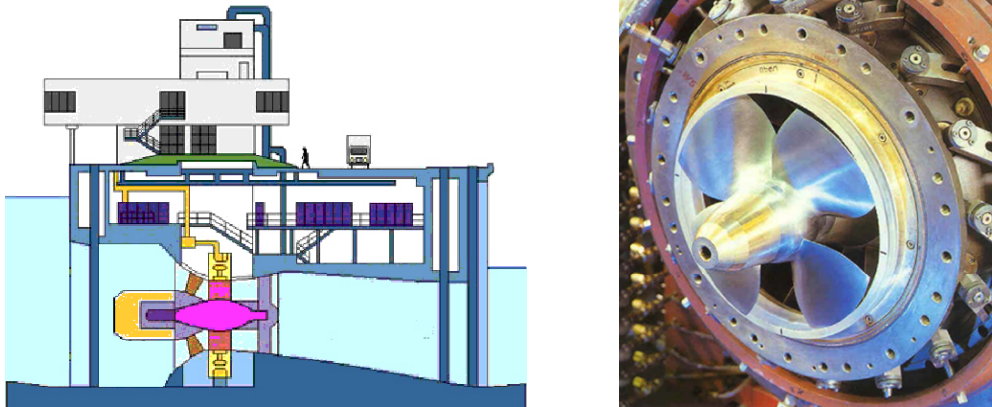


Fig 17.- Instalación de la bahía de Fundy y turbina Straflo

Necesitan de una junta de estanqueidad anular entre el rotor y su alojamiento que asegura el aislamiento de la parte eléctrica del agua. De este modo se consigue una mejora en el rendimiento, ya que al no tener bulbo, éste no se interpone en el flujo del agua, sino que circunda el conducto. Su simplicidad permite reducir los costes de fabricación en un tercio respecto a las turbinas convencionales.

Las características de la *turbina* Straflo de Annápolis son:

$$\text{Turbina: } \left\{ \begin{array}{l} \text{Caudal: } 408 \text{ m}^3/\text{seg} ; \text{N}^\circ \text{ de palas } 4 ; \text{Salto, entre } 1,4 \text{ y } 7,1 \text{ m} ; \text{Altura nominal } 5,5 \text{ m} \\ N_{\text{máx}} = 20 \text{ MW} ; N_{\text{nominal}} = 17,3 \text{ MW} ; n = 50 \text{ rpm.} \end{array} \right.$$

$$\text{Alternador: } \left\{ \begin{array}{l} N_{\text{nominal}} = 19,2 \text{ MVA (potencia aparente, composición vectorial de la activa más la reactiva)} \\ N_{\text{máx}} = 22,25 \text{ MVA} ; \text{factor de potencia} = 0,9 \\ \text{Frecuencia} = 60 \text{ Hz} ; n^\circ \text{ de fases} = 3 ; \text{Nmero de polos: } 144 \end{array} \right.$$

CENTRALES EN ESTUDIO

1) *Proyecto de las islas CHAUSEY (Bahía de Saint Michel).*- La central ya comentada al definir los ciclos múltiples, estaría ubicada en la bahía de Avranches, Francia. La inversión sería gigantesca.

2) *Central de la bahía de KISLAYA.*- Situada en la península de KOKA, entre el mar Báltico y el mar de Barentz, Rusia. La amplitud de la marea es de 7 metros. Constaría de dos diques, con una longitud total de 7 km, 22 compuertas y 60 turbinas Bulbo de 6 MW, en total 360 MW.

3) *Central de la bahía de MEZEN.*- En el mismo entorno que la anterior, la amplitud de la marea llega a ser de 9 metros; tendría un dique de 17 km, cerrando un embalse de 2.650 km², una potencia de 17 GW y una producción de 25 TWh/año. La marea es semidiurna con una amplitud de 10 m

4) *Central de la bahía de FUNDY.*- El gobierno canadiense ha estudiado una serie de posibles localizaciones para construir un dique comercialmente viable, en Minas Basin; de dar resultado la turbina Straflo, se podría construir una gigantesca central maremotriz de 5,5 GW, con un caudal de 55.000 m³/seg. El nivel medio de la marea es de 12 m; marea máxima 18 m. El nivel medio de la marea se eleva a razón de 3,1 cm/minuto. El flujo total de mareas podría generar 400 GWh. A la entrada de la bahía del Fundy, en el golfo del Maine, los Estados Unidos tienen planeado construir una central experimental de 12 MW con 2 turbinas de 6 MW

5) *Central de la bahía de TUGUR.*- Situada en el mar de Okhost, con una amplitud de marea máxima del orden de 8 metros; con un embalse de 1.850 km² y un dique de 36 km generaría 8 GW o 20 TWh/año.

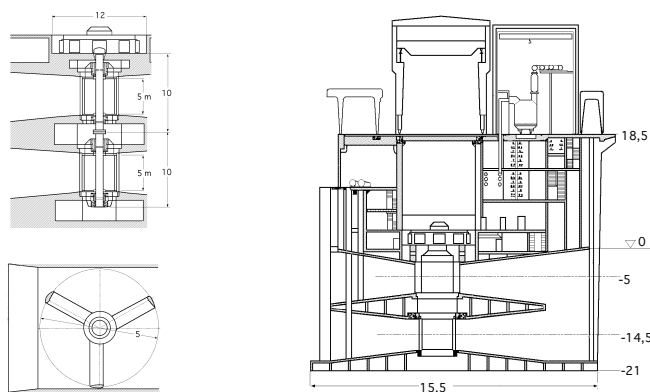


Fig 20.- Turbina ortogonal para el Tugur

La marea es semidiurna, con una amplitud media de 9 m. Utilizaría un nuevo modelo de turbina ortogonal de doble efecto, Fig 20, parecida a los rotores eólicos de eje vertical tipo Giromill, con 3 perfiles aerodinámicos



Fig 21.- Entorno de las centrales de Tugur y Penzhinsk



Fig 22.- Ubicación de posibles centrales maremotrices inglesas

6) Central de la bahía de PENZHINSK.- Predomina la marea de componente diurna, con una amplitud media de 13,5 metros. Se idearon dos proyectos que fueron abandonados: Uno, al Norte, con un dique de 31,5 km de longitud que cerraría un embalse de 6800 km² y generaría 35 GW.

Otro, al Sur, con un dique de 72 km que cerraría un embalse de 20000 km² y generaría 100 GW.

7) Central del estuario del SEVERN.- Gran Bretaña proyectó construir una central maremotriz en el estuario del río Severn, cerca de Bristol, en el que la marea llega a alcanzar una amplitud de 16 m; se consideraron dos posibles ubicaciones; la que parecía más favorable, denominada Cardiff-Weston, suponía construir un dique de 16,3 km entre Brean Down y Lavernok Point y conformar un embalse de 500 km², para emplazar 216 turbinas Straflo de 40 MW, (8640 MW), con una producción prevista de 7,5 GW ó 14,4 TWh/año, suficiente para cubrir el 6% del consumo nacional; se tardaría en su ejecución unos 13 años y daría trabajo en ese tiempo a 44.000 personas, pero el proyecto fue rechazado debido a su impacto en el ecosistema y a que no parecía muy rentable económicamente por cuanto en la zona donde iría ubicada existen algunas centrales térmicas.

Proyecto de Mersey: Dique de 2 km; potencia 700 MW

8) Central del GOLFO DE SAN JOSE.- En Argentina, las mayores mareas se concentran en la península de Valdés, al noroeste de Chubut, formada por los golfos San José, al norte, (alimentado por el golfo de San Matías), y el golfo Nuevo, al sur, (alimentado por el Océano Atlántico). El estrecho istmo Carlos Ameghino, que separa ambos golfos, de 5 a 7 km de ancho, actúa como un magnifico dique natural, embalsando a un lado y a otro el agua de las pleamares y de las bajamares que se alternan en ambos golfos. La onda de marea, se desplaza de sur a norte con una amplitud de 5,9 m y con la característica de existir entre ambos golfos un intervalo pleamar-bajamar de 5 horas. Con éstos desniveles se podría lograr una generación de energía del orden

de 20 GW, doble de la potencia hidroeléctrica instalada actualmente en todo el país.

También se han formulado otras propuestas respecto del cierre de los golfos San José y Nuevo mediante presas, y su comunicación por medio de un canal a través del istmo donde se ubicaría la central, que podría generar del orden de 8 GW.

4.- DISEÑO DE LOS GRUPOS BULBO

La búsqueda de turbomáquinas que funcionen como turbina y como bomba, en ambos sentidos, con conductos hidráulicos de formas simples y económicos, tendentes a mejorar la rentabilidad de las mini-centrales hidráulicas y las centrales maremotrices, condujo a la puesta a punto de los grupos Bulbo; para ello se han utilizado turbinas axiales, que requieren conductos hidráulicos de formas simples y dimensiones reducidas, que permiten un aumento de la potencia específica y una reducción del costo de la obra civil.

Trazado hidráulico de los grupos Bulbo.- Lo que se trata de conseguir con los grupos Bulbo es aumentar la potencia específica, mediante un aumento de la velocidad específica n_s . Los ensayos sobre la distribución de velocidades muestran que las pérdidas de carga más importantes se producen, para potencias específicas elevadas, a la entrada y a la salida.

Los conductos hidráulicos de los grupos Bulbo son menos complicadas que los de las turbinas Kaplan, y llegan a tener pérdidas relativamente poco importantes, por lo que se pueden conseguir con los grupos Bulbo mayores potencias específicas, para un salto hidráulico dado.

En la Fig 23 se compara la obra civil de un grupo convencional Kaplan proyectado en principio para el Rance, con el tipo Bulbo definitivamente adoptado. Mientras una turbina Kaplan de 9 MW necesitaba una longitud de dique de 20,5 metros, la turbina Bulbo de 10 MW ocupaba sólo 13,3 m, pudiéndose apreciar también que las obras requeridas para esta última son más sencillas.

Para rendimientos iguales, los grupos Bulbo tienen un diámetro de rodete inferior al de las turbinas Kaplan de la misma potencia; para caídas más pequeñas que el salto de diseño, las potencias generadas por la turbina Bulbo son superiores a las desarrolladas por las turbinas Kaplan.

El tubo de aspiración.- La energía cinética a la salida de la rueda alcanza un valor próximo a la energía total del salto, lo que muestra la importancia del tubo de aspiración en las máquinas con grandes potencias específicas.

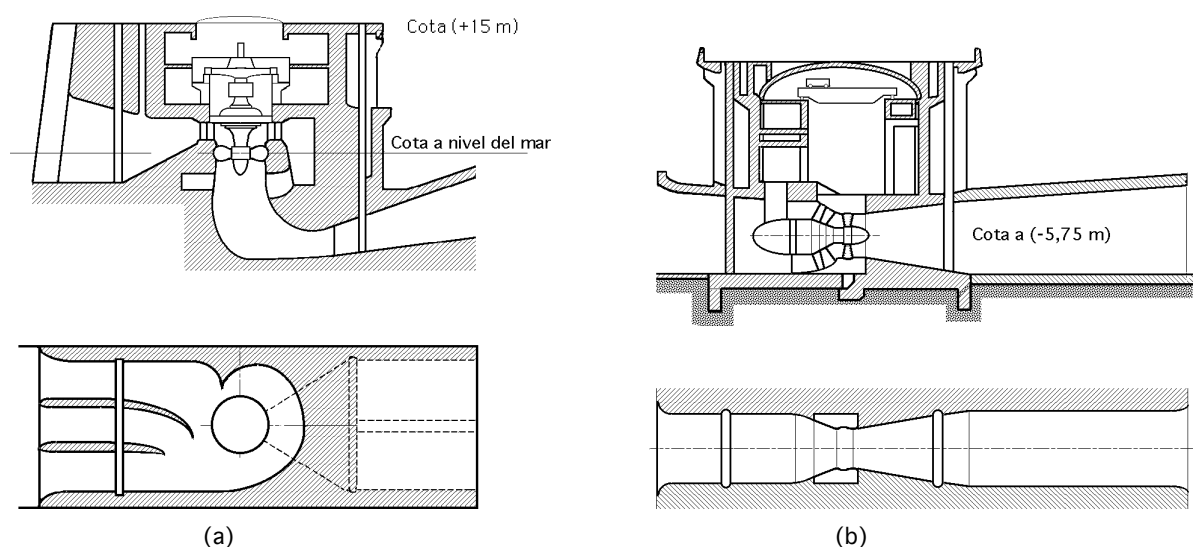
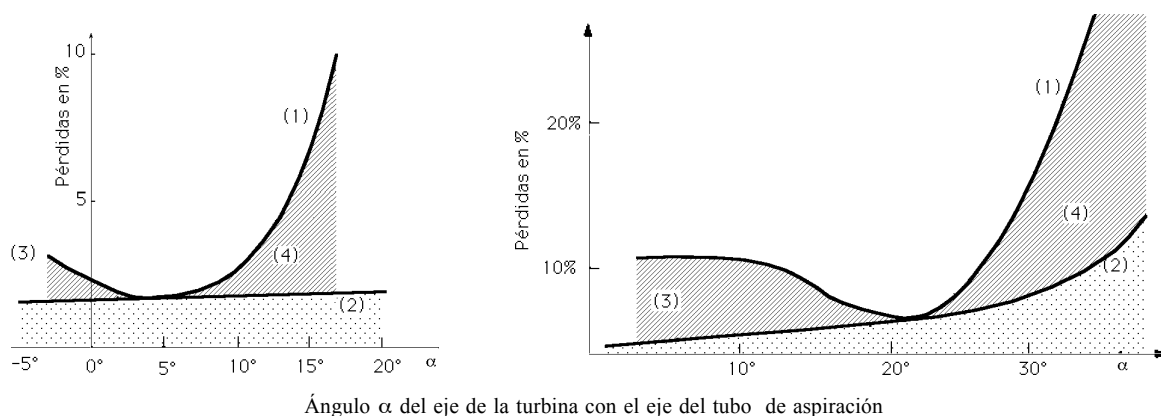


Fig 23.- Conductos hidráulicos requeridos por una turbina Kaplan y un grupo Bulbo de cámara cerrada

Un deslizamiento axial uniforme a la salida de la rueda es difícil de obtener, incluso para un sólo sentido de funcionamiento; se podría obtener un excelente rendimiento si se tomase la precaución de escoger un ángulo α_0 adecuado en el codo del tubo de aspiración. Sin embargo, para éste ángulo ideal α_0 la longitud del tubo de aspiración tendería a aumentar y podría llegar a alcanzar valores económicamente inaceptables, con una sección de salida igual a casi cuatro veces la sección de la rueda, lo que implicaría el riesgo de desprendimiento de la capa límite y la consiguiente erosión del conducto. La elección de un reparto de velocidades tangenciales a lo largo de la sección, es difícil, ya que las pérdidas de carga en el tubo de aspiración no provienen únicamente del desprendimiento de la capa límite, sino también de las corrientes de retorno en la parte central.



Aspirador troncocónico $\alpha_0=5^\circ$
Grupo Bulbo $Q_{11}=2770$ l/seg

Aspirador acodado Grupo Kaplan de eje vertical
 $Q_{11}=1680$ l/seg

Curvas: (1) Pérdida total en el aspirador; (2) Pérdidas por rozamiento para $\Delta h = kc^2$

Zonas: (3) Pérdidas por desprendimiento de la pared; (4) Pérdidas por recirculación

Fig 24.- Pérdida de carga en algunos tipos de tubo de aspiración de turbinas Bulbo y Kaplan

La gráfica de la Fig 24 proporciona las pérdidas en el aspirador de un grupo Bulbo y otro Kaplan; en el eje de ordenadas se han llevado las pérdidas y en el eje de abscisas el ángulo α que forma la velocidad absoluta en el aspirador con el eje de la máquina, observándose que las pérdidas crecen más rápidamente para valores superiores al ángulo óptimo que para valores inferiores.

En suma, el flujo en el tubo aspirador troncocónico depende del trazado del conjunto de los conductos hidráulicos y de la rueda. Las pérdidas en el aspirador provienen casi únicamente de los desprendimientos de la capa límite, de las turbulencias y de los grandes remolinos que originan tales desprendimientos.

La energía cinética a la salida del tubo aspirador de un grupo Bulbo es del orden de 1,4÷1,5 veces la energía cinética a la salida del rodete $\frac{c_m^2}{2g}$; en un grupo Kaplan llega a ser $\frac{3 c_m^2}{2g}$.

La recuperación parcial de esta energía creada en el aspirador se efectúa en mejores condiciones para los grupos Bulbo que para los Kaplan, pues el campo de velocidades a la salida del aspirador es más homogéneo para los Bulbo que para éstas.

Conductos.- Las pérdidas de carga en los conductos de los grupos Bulbo y Kaplan, son comparables; sin embargo, las dimensiones de los conductos aguas arriba del distribuidor del grupo Bulbo son más pequeñas que las de la Kaplan. Una limitación de las dimensiones de los conductos aguas arriba, permite disminuir la anchura del dique y alojar el conjunto del grupo entre paredes planas, verticales y paralelas, obteniéndose así una mejora en la potencia para una anchura de central dada. Estas disposiciones de conjunto exigen también que el diámetro del Bulbo y, por lo tanto, el del estator del alternador sea inferior al diámetro del rodete, por lo que el futuro desarrollo de estas máquinas se encuentra condicionado

por la posibilidad de construir alternadores de diámetro reducido, que sería muy importante para los grupos de turbinas que funcionasen en los dos sentidos, aunque esta situación después de la experiencia del Rance, que prácticamente no funciona en el turbinaje inverso salvo con mareas muy vivas, queda un poco en el aire.

El crecimiento de las potencias específicas conduce a grupos con diámetro de rodete de 7,5 a 8 m. Para no aumentar el precio de los distribuidores móviles, se han adoptado álabes directrices de formas simples en los que las generatrices de los nervios de éstos álabes concurren en el vértice de un cono que contiene los ejes de las directrices; este vértice constituye un centro de homotecia para los diferentes nervios, por lo que estas formas en el diseño simplifican considerablemente su construcción.

El trazado óptimo del rodete exige que las directrices posean una cierta torsión, álabes alabeados, lo que supone un aumento en el coste del distribuidor, que lo pueden hacer económicamente inaceptable.

Se obtiene un reparto correcto de las velocidades c_1 a la entrada de la rueda, jugando con la forma de las paredes, con la geometría del distribuidor y con la forma de los perfiles homotéticos de las directrices.

Para los grupos Bulbo con un solo apoyo aguas arriba, la relación entre los diámetros de entrada y del rodete es del orden de 0,8 a 0,9

Si se trata de grupos de 7,5 a 8 m de diámetro esta relación aumenta hasta 1,2 ó 1,3 para facilitar la construcción de la carcasa del alternador y su posterior montaje en varias piezas.

El aumento de la relación entre el diámetro del alternador y el de la rueda conduce a modificar el trazado hidráulico de la entrada aguas arriba y del distribuidor.

Para no alargar demasiado el grupo, es preciso disminuir el ángulo en el vértice del distribuidor cónico, lo que implica un aumento de la curvatura de deslizamiento a la entrada del distribuidor.

Se pueden concebir grupos de potencia específica elevada con una relación entre el diámetro del alternador y el de la rueda del orden de 1,2 a 1,3 adoptando un ángulo medio en el vértice del distribuidor del orden de 40° a 50° , pero esto implica problemas en la alimentación de la rueda.

Cavitación. - Los grupos Bulbo entran en la categoría de turbinas alimentadas por saltos fuertemente variables por lo que las condiciones que provocan la cavitación se tienen que analizar en profundidad, así como el diseño de las zonas que son propensas a su formación y desarrollo con la reducción de la tensión, estabilidad de los deslizamientos, vibraciones, etc; por razones económicas no se puede adoptar un diseño que cumpla con todas estas premisas y garantice la máquina contra todo efecto de cavitación. Las observaciones sobre la aparición y desarrollo de la cavitación constituyen un conjunto de datos, sin los cuales no se podría realizar el trazado de las palas, pero sobre todo sirven para definir en las diferentes zonas de funcionamiento los márgenes que se pueden adoptar. Para la determinación del diseño de los grupos Bulbo se pueden considerar las mismas reglas y los mismos parámetros obtenidos a partir de los resultados de explotación de las turbinas Kaplan, con un margen de seguridad suficiente.

Potencias específicas de los grupos Bulbo. - El examen de datos estadísticos muestra que el caudal Q_{11} de una turbina unidad Bulbo alcanza los 4 m³/seg, mientras que el de una turbina Kaplan no llega a los 2,6 m³/seg; la velocidad en los grupos Bulbo llega a valores de $n_{11} = 250$ rpm y la de una Kaplan a 200 rpm. Para saltos equivalentes, la contrapresión sobre las palas de una turbina Bulbo es más elevada que sobre las de una Kaplan de la misma potencia nominal. Los límites citados se corresponden con una potencia maximal del alternador, con el límite de cavitación y con la abertura máxima del distribuidor. Se puede hablar de una equivalencia entre el salto y el n° de rpm del rodete bulbo y el salto y el n° de rpm del rodete Kaplan. Para el ejemplo que se propone:

$$\frac{\text{Turbina Kaplan}}{\text{Turbina bulbo}} = \frac{\text{Salto (7 m)}}{\text{Salto (6,1 m)}} = \frac{83,3 \text{ rpm}}{71,4 \text{ rpm}} = 1,15$$

la relación entre salto y n° de rpm es 1,15.

El peso de la turbina bulbo es sensiblemente inferior al de la turbina Kaplan, como se indica en la Tabla 4:

Tabla 4.- Relación en peso entre los grupos bulbo y Kaplan

	Grupo Kaplan	Grupo bulbo	% en peso
Turbina	720 Tm	575 Tm	145 Tm (20%)
Alternador	270 Tm	145 Tm	125 Tm (46%)
Grupo completo	990 Tm	720 Tm	270 Tm (27%)

Potencia del alternador.- La potencia nominal de un alternador N_{alt} en kW viene dada por la expresión:

$$N_{alt} = K_u D L n$$

en la que:

D es el diámetro del estator en metros,

L es la longitud axial del circuito magnético del estator en metros

n es la velocidad de rotación en rpm

K_u es un coeficiente de utilización de la potencia.

El valor del diámetro D del estator viene impuesto por el diámetro D_e de la turbina, según la relación ($D \leq 2 D_e$). Se observa que al disminuir el diámetro del estator D y mantener constante la potencia, hay que aumentar la velocidad de giro, la longitud del alternador y el valor del coeficiente K_u . La posibilidad de aumentar en los grandes grupos el número n de rpm, es difícil debido a complicaciones técnicas, alcanzándose como máximo velocidades del orden de 140 rpm.

La modificación de L viene condicionada por la ventilación axial del alternador, no pudiéndose utilizar ventilación radial debido al bajo número de rpm del rotor.

El coeficiente K_u es: $K_u = K B_d A$

en la que B_d es la inducción en el entrehierro en vacío, en Teslas, A es la corriente por centímetro periférico, en Amp/cm, y K es el factor de potencia.

a) Para aumentar A es preciso aumentar la permeabilidad del medio

b) Para aumentar B_d es preciso aumentar la corriente de excitación y la densidad de corriente en las bobinas del rotor.

La ventilación de los alternadores se realiza mediante refrigeración axial asistida por el efecto de refrigeración del fluido refrigerante (aire) con el medio exterior; para ello las carcasas exteriores del Bulbo se diseñan de forma que permitan evacuar el 30% del calor generado. El fluido refrigerante suele ser aire comprimido entre dos y tres atmósferas, consiguiéndose de esta forma la refrigeración del grupo, al tiempo que permite una presión adecuada en su interior para contrarrestar el efecto de la presión exterior que el agua ejerce sobre el grupo.

Consideraciones ambientales.- La alteración del régimen hidrodinámico implica una menor dispersión de efluentes, lo que influye en el transporte de sedimentos.

La amplitud de la marea en el estuario influye en el medio ambiente; una central maremotriz puede reducir la máxima marea viva en un 50% y tiene un efecto menor sobre la marea muerta. La prevención de cambios en el ecosistema no está bien definida, ya que éstos dependen de cada emplazamiento. Para hacer una previsión de los cambios físicos inducidos en el estuario, es necesario conocer las distribuciones de la salinidad, turbidez, corrientes contaminantes y nutrientes. Las partículas en suspensión reducen la penetración de la luz solar, lo que afecta negativamente a la vida natural del estuario

Entre los efectos positivos sobre el medio ambiente se podría citar la posible protección frente a mareas muy vivas, aunque esta situación existía antes de construir la central, por lo que se habrían tomado las precauciones necesarias. Un aprovechamiento pequeño, en general, tiene un mayor impacto en relación con la energía producida.

Parámetros.- Entre los parámetros característicos de los equipos empleados en una central maremotriz, destacan los siguientes:

- a) La elección del diámetro del rodete que fija la escala y dimensiones de la obra civil de la instalación
- b) Las alturas netas tienen que ser iguales a la altura mínima necesaria para obtener la potencia nominal, teniendo que satisfacer incluso a las pequeñas mareas.

Estos dos parámetros condicionan la velocidad de rotación del grupo y, por lo tanto, las dimensiones del alternador.

Como los lugares apropiados para la instalación de este tipo de turbinas están caracterizados por unas amplitudes de marea con un máximo de 13 a 18 metros, el funcionamiento a baja altura de carga influye notoriamente sobre la generación de energía; las disposiciones posibles que intentan paliar este problema pueden ser:

a) La utilización de un multiplicador de velocidad colocado entre el rodete y el alternador, que le permita girar más deprisa, al tiempo que reduce su diámetro y, por tanto, el tamaño del Bulbo que condiciona al grupo. Su empleo permitiría la utilización de un alternador de mayor rendimiento y de precio más bajo, rentabilizando las instalaciones de baja amplitud de marea, de gran interés para las centrales maremotrices.

b) El funcionamiento de los grupos a velocidad variable utilizando convertidores estáticos de frecuencia a potencia total o a potencia nominal, que permitan el desembrague automático del alternador cuando la velocidad pase de un umbral prefijado, limitando la velocidad de embalamiento del alternador.

Tabla 5.- Datos de algunas minicentrales hidráulicas y maremotrices

Año	1980	1980	1980	1982	1983
País	Bélgica	Bélgica	Suiza	Austria	Canadá
Localidad	Andenne	Lixhe	Höngg	Weizöde	Annápolis
Unidades	3	4	1	2	1
Diámetro Rodete (m)	3,55	3,55	3	3,7	7,6
Salto (m)	5,5	5,5	3,5	11	7,1
Potencia (MW)	3,5	3,5	1,5	8	20

5.- LA CENTRAL MAREMOTRIZ DEL RANCE

Uno de los problemas que hubo de solucionar en este proyecto fue el del tipo de turbina a utilizar, ya que las convencionales del tipo Kaplan, no eran las más adecuadas para condiciones de funcionamiento con caudales elevados y saltos reducidos y muy variables; además no son reversibles, por lo que su operatividad en un ciclo de doble efecto, con turbinaje y bombeo del embalse al mar y del mar al embalse, sólo sería posible mediante conducciones conmutadas que requieren obras muy voluminosas y costo-

sas, y aún así, no permitirían el bombeo si no fuese mediante bombas independientes, lo que aumentaría el coste y crearía problemas de espacio. Por otra parte es conveniente eliminar todo lo posible el peso y el volumen de los grupos, para reducir así la sección del costoso dique y aprovecharlo al máximo.

El interés en resolver estos problemas mediante un grupo turbina-alternador poco voluminoso, capaz de funcionar en ambos sentidos, tanto como turbina como bomba, condujo al desarrollo de los conjuntos de turbomáquinas axiales Bulbo.

Estos grupos comprenden:

a) *Un conducto troncocónico de entrada, que posteriormente se ensancha alrededor del Bulbo que contiene el generador-alternador*

b) *Un Bulbo o envoltura metálica en cuyo interior se encuentra el generador, que tiene una velocidad maximal de 260 rpm, y una velocidad de rotación normal de 93,75 rpm; el Bulbo está unido al muro exterior del conducto por aletas radiales que le sirven de soporte y al mismo tiempo guían el agua. El conjunto, constituido por las aletas y las paredes exterior del Bulbo e interior del conducto conforman el predistribuidor.*



Fig 25.- Central maremotriz del Rance

c) *Un distribuidor, situado entre el predistribuidor y el rodete; está formado por 24 álabes directrices que dirigen el agua en la dirección conveniente hacia el rodete móvil, estando comprendida la abertura de las directrices entre 0° y 95°; estos álabes son como los de las turbinas Kaplan y por la misma razón orientables mediante un mecanismo servomotor hidráulico accionado automáticamente, en este caso, por las diferencias de nivel entre el mar y el embalse, según un programa establecido, para adaptar su disposición a las variaciones del caudal y altura del salto, manteniendo siempre un elevado rendimiento.*

d) *La hélice permite mantener un valor alto del rendimiento para condiciones variables, tanto del salto como del caudal. Sus características son: Potencia nominal 10 MW, Diámetro del rodete 5,35 m, N° de palas 4 que se pueden orientar entre -5° y 35°, Velocidad nominal 93,75 rpm y velocidad máxima 260 rpm.*

e) *El tubo de aspiración en que termina el trazado hidrodinámico, aguas abajo del rodete*

Elementos auxiliares: 2 grupos Diesel de 600 kVA que aseguran la alimentación de los equipos auxiliares en caso de pérdida de tensión

La explotación de la Central del Rance, exige el funcionamiento de los grupos y de las compuertas, tanto en el llenado como en el vaciado de la bahía; las turbomáquinas funcionan como máquinas directas con turboalternador y como máquinas inversas como turbobombas existiendo seis tipos de operaciones en dichas máquinas, Tabla 6.

El funcionamiento de la central se desglosa pues en la siguiente manera: **73 % en turbinaje, 10 % en bombeo y 17 % en apertura de compuertas**

Tabla 6.- Operaciones en las turbinas Bulbo del Rance en 1994 y 6535 horas de funcionamiento

a	Turbina	Directa	71,3%	Vaciado de la bahía	Salto máximo en explotación = + 9 m
b	Bombeo	Inverso	0,0%		
c	Compuerta	Directo		Vaciado de la bahía	Máquina desacoplada de la red
d	Turbina	Inversa	6,7%	Llenado de la bahía	Salto máximo en explotación = - 6 m
e	Bombeo	Directo	22,0%		Salto máximo = 2 m
f	Compuerta	Inverso	17,0%	Llenado de la bahía	Máquina desacoplada de la red

Tabla 7.- Funcionamiento como turbina, de las turbinas del Rance con diversas amplitudes de marea

Funcionamiento como turbina	Salto de				
	11 m máx	9 m	7 m	5 m	3 m
Directo (embalse-mar)					
Potencia MW	10	10	10	8	3,2
Caudal en m ³ /seg	110	130	175	260	200
Inversa (mar-embalse)					
Potencia MW	10	10	9,5	5,5	2
Caudal en m ³ /seg	130	155	230	195	135

Tabla 8.- Funcionamiento como bomba, de las turbinas del Rance, en diversas situaciones de la marea

Funcionamiento como bomba	Salto de			
	1m	2 m	3 m	6 m máx
Directo (mar-embalse)				
Potencia en MW	10	10	10	10
Caudal en m ³ /seg	225	195	170	105

En el *turbinaje directo* el agua va del embalse al mar, o lo que es lo mismo, del distribuidor al rodete, de forma que la apertura del distribuidor y la inclinación de los álabes del rodete están conjugados. En el *turbinaje inverso* el agua va del mar al embalse, es decir, del rodete al distribuidor, que va bloqueado en su máxima apertura.

El sentido del trasvasamiento del agua, determina el sentido de rotación de las turbinas, de forma que son capaces de funcionar en los dos sentidos de circulación del agua, bien como turbina o como bomba; cada turbina tiene una potencia de 10 MW, estando acopladas en conjuntos de cuatro; cada turbina fue proyectada para un salto medio de 5,6 metros y un caudal de 285 m³/seg en el *turbinaje directo*, y para 7,15 m de salto y 240 m³/seg en el *turbinaje inverso*.

- | | | |
|-------------------------------------|---|--|
| a) Flujo entre el estuario y el mar | { | Turbinaje directo (TD) entre +11 m y +1 m
Bombeo inverso acelerado, entre +2 m y 0 m
Bombeo inverso normal (BI), entre 0 m y -6 m
Apertura de compuertas entre +3 m y 0 m |
| b) Flujo entre el mar y el estuario | { | Turbinaje inverso entre -11 m y -1 m
Bombeo directo acelerado, entre -3 m y 0 m
Bombeo directo normal, entre 0 m y +6 m
Apertura de compuertas entre -3 m y 0 m |

en las que el signo (+) significa que el nivel del embalse está por encima del nivel del mar, y el signo (-) que el nivel del embalse está por debajo de el nivel del mar.

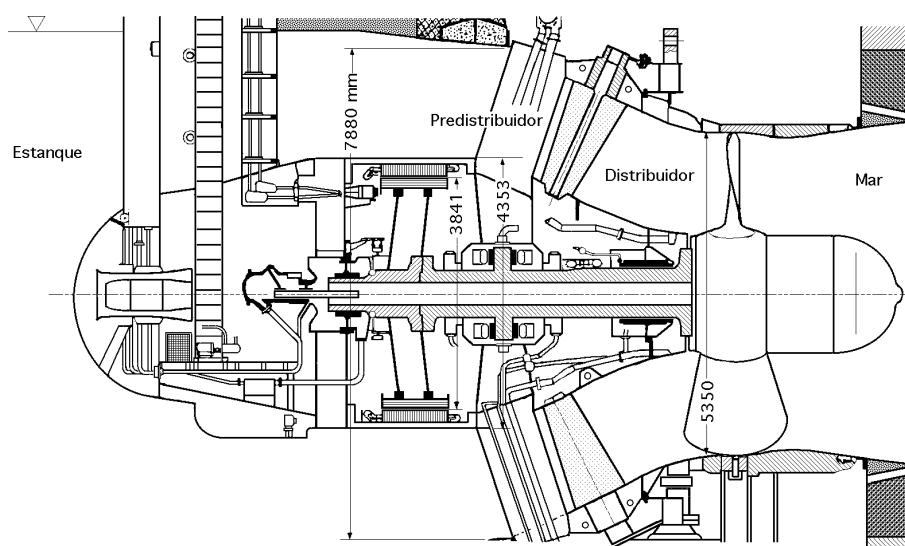
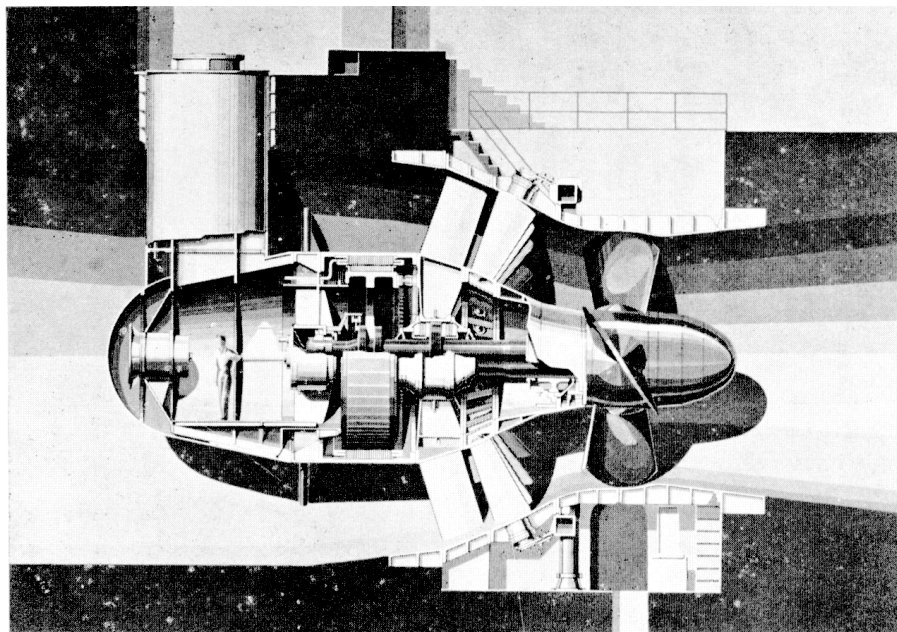
Para el proyecto definitivo de estos grupos se utilizaron las experiencias proporcionadas por otros grupos Bulbo, instalados anteriormente en algunos ríos franceses y, especialmente, por un grupo experi-

mental, de tamaño y características muy parecidas a los definitivos del Rance, que se instaló con este fin en una exclusiva abandonada del puerto de St Malo, Fig 27.

El alternador.- El alternador de los grupos bulbo del Rance es síncrono de 10 MW y excitación estática, funciona en el aire a 2 atm y tensión de 3500 V.

El rotor es un inductor que lleva 64 polos; está equipado de una bobina inductiva de 8 espiras gruesas que permiten el paso de una corriente continua de excitación próxima a 1150 A.

Las masas polares, en hojas magnéticas delgadas, están fijas a la llanta por 8 pasadores. Este conjunto de polos inductores completos y la llanta, pesan unas 20 Tm.



$$d_e = 4,353 \text{ m} ; d_r = 3,841 \text{ m} ; d_p = 5,35 \text{ m} ; D_b = 7,88 \text{ m}$$

Fig 26.- Turbina Bulbo de la central maremotriz del Rance

Las dimensiones de los principales elementos son:

Estator: Diámetro exterior 4,23

Carcasa: Diámetro exterior 4,367 m; longitud 2 m; espesor de las virolas 70 mm

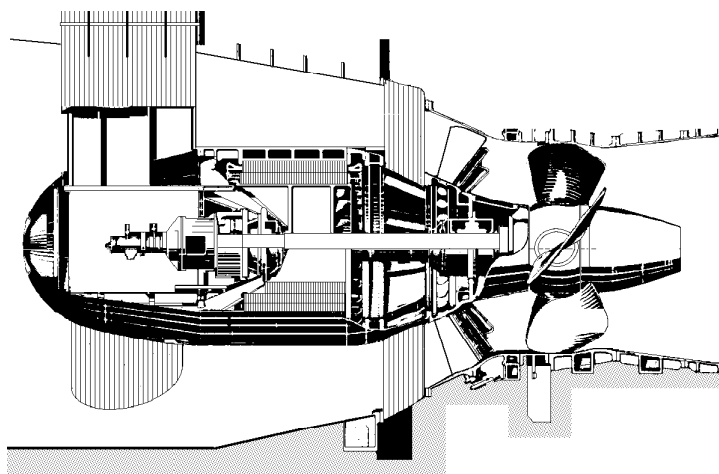
Rotor: Diámetro exterior 3,844 m; entrehierro 4,5 mm; longitud axial de los polos 0,935 m

Llanta: Diámetro exterior 3,6 m; longitud axial 1 m

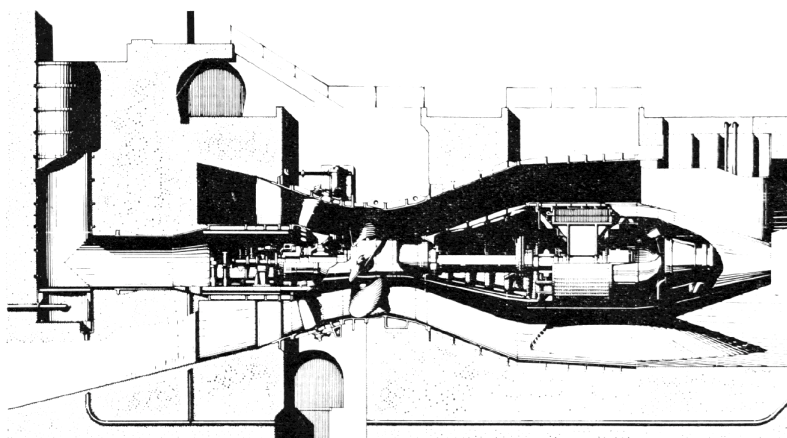
En los alternadores se encontró un desgaste importante de las escobillas de los anillos del rotor, así como una baja calidad en el aislamiento del estator. La reparación de estos anillos y escobillas fue difícil, debido a su situación dentro del recinto estanco presurizado, que contenía gases y vapores liberados por los aislantes, barnices y pinturas; éstos inconvenientes, junto con los originados por el doble sentido de la rotación y el funcionamiento sin corriente durante algunos períodos, comportaron un desgaste de las escobillas del orden de 10 mm cada 1.000 horas.

El carbón fue uno de los materiales escogidos para la fabricación de escobillas que, aleado con plata, permitió reducir los desgastes a 1 mm cada 1000 horas de funcionamiento.

Entre 1976 y 1982 se procedió a la reconstrucción de todos los estator debido al deterioro de su circuito magnético. Entre 1994 y 2004 se han reconstruido todos los grupos.



H = 11,30 m ; Q = 89 m³/seg ; N = 8,5 MW ; n = 150 rpm ; Diámetro del rodete, d = 3,80 metros
Fig 27.- Grupo Bulbo experimental de St-Malo (bulbo aguas arriba)



H = 16,50 m ; Q = 100 m³/seg ; N = 14 MW ; n = 150 rpm ; Diámetro del rodete, d = 3,80 metros
Fig 28.- Grupo Bulbo de Argentat (bulbo aguas abajo)

Tabla 9.- Planning general de las operaciones de renovación y coste operativo de las turbinas de la Central del Rance

Año	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Total
Nº de grupos	1	1,1	1,3	1,9	2,7	3	3	3	3	3	1	24
Coste total (M F)	12	15	33,1	29,9	38,7	39,1	39,1	39,1	39,1	39,1	25,3	349,5

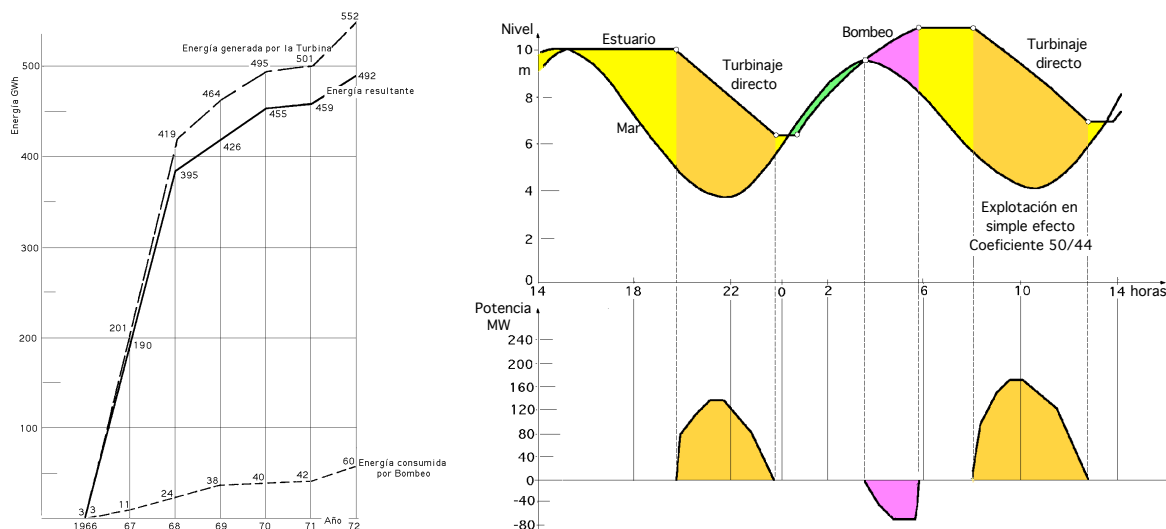


Fig 29.- Arranque de la Central del Rance y potencia generada

Puesta en marcha.- El primer grupo de turbinas de la central del Rance fue puesto en marcha el 19 de agosto de 1966 y el último el 4 de diciembre de 1967, con sólo un retraso de tres meses, sobre un proyecto de 7 años. Los principales problemas que se detectaron en el curso de la puesta a punto de la central, fueron los siguientes:

- En las juntas de estanqueidad del árbol, formadas por cuatro coronas de seis segmentos de carbón, la corona más exterior falló, solucionándose el problema aplicando una correcta lubricación.
- En el rotor del alternador, que había entrado en contacto con el estator, (rozamiento); esta anomalía, debida a una dilatación muy pequeña de la llanta, se solucionó modificando el rotor del alternador.

La central ha tenido otros fallos a lo largo del tiempo que se pueden considerar como normales.

Ensayos.- La central ha funcionado también como banco de ensayos de los grupos Bulbo, destacando entre otros, los siguientes experimentos:

- Medida de la deformación, contracción y vibración de las palas, ensayo que se realizó montando una pala de bronce-aluminio en uno de los grupos, lo que permitió determinar el % de contracción en régimen permanente en explotación; el análisis del espectro de las vibraciones, permitió observar una oscilación, debida a la aparición de la contracción, sobre la cara de la pala que daba a la bahía, cuando la pala estaba en la parte superior del giro, siendo la frecuencia de esta vibración del orden de 30 a 1.000 Hz, no llegando a generar reacciones peligrosas, estando las contracciones bastante lejos del límite de fatiga admisible.
- Ensayo sobre el calentamiento de las barras del alternador cuando el grupo actuaba como bomba, que se completó con un análisis del flujo superficial y de las corrientes, sobre dichas barras. Para el arranque en bombeo se observó un calentamiento máximo de las barras de 87°C, mientras que en régimen permanente la temperatura de una barra se elevó a 144°C después de un funcionamiento de dos horas, considerándose estos valores como normales.

En ensayos sobre modelos se observó que la apertura de las palas provocaba, en algunos casos, un cambio de sentido en el agua, originando los siguientes fenómenos:

- El arranque en turbinaje directo se realizó con el distribuidor cerrado al máximo posible; al proceder a la apertura de las palas del distribuidor se provocaba el arranque paulatino de la turbina en sentido directo.
- En el arranque en turbinaje inverso (mar-embalse) se observó en algunos grupos, con las palas del distribuidor cerradas, una tendencia a girar en sentido directo, del orden de 30 rpm; la apertura de las palas del distribuidor

provocaba su ralentización, parada y puesta en marcha en el sentido correcto; algunos grupos precisaron para el arranque de ayuda auxiliar.

c) El arranque en bombeo directo (llenado de la bahía), dio lugar a un fenómeno particular para pequeños saltos, del orden de 0,5 m, ya que el grupo no arrancaba, pero cuando el salto se hacía del orden de 1 m el agua al pasar de la bahía hacia el mar, entraba en las máquinas en sentido de rotación inverso, que era el de bombeo directo, lo que provocaba el arranque como turbobomba en sentido directo.

Comportamiento de materiales.- Una de las dificultades que se detectaron en los materiales fue el fallo de las juntas de estanqueidad de las palas del rodete, destinadas a evitar la entrada de agua en el interior de la turbina; las diversas maniobras dañaron estas juntas, dejando que entrase en el cubo el agua de mar. Para evitar éste problema se incrementó la presión del aceite de lubricación hasta un valor superior al correspondiente al nivel más alto alcanzado por el mar, 2 a 3 atm, siendo sustituidas a su vez todas las juntas.

Compuertas.- Los principales inconvenientes aparecidos en las compuertas fueron debidos a la corrosión, que originó agarrotamientos y en algunos casos, la rotura de los conductos de engrase, produciéndose un funcionamiento deficiente en las zonas de deslizamiento; todo esto se solucionó aplicando a los materiales en ellas empleados pinturas anticorrosivas y tratamientos galvánicos.

Influencia sobre el medio ambiente.- La influencia sobre el medio ambiente y los principales fenómenos que genera esta central sobre el estuario, al modificar el ritmo normal de las mareas, fueron estudiados antes de su construcción mediante un modelo hidráulico construido a escala 1/150, cuyos resultados fueron posteriormente contrastados con los fenómenos reales observados en la central. La explotación de la central implicó su adaptación a las necesidades del consumo, lo cual obligaba a una modificación del régimen hidráulico del estuario. La central, normalmente, retrasa la marea alrededor de tres horas, lo que implica una serie de fenómenos como el aumento de la intensidad de las corrientes a ciertas horas, una modificación de la dirección de las mismas, y un aumento de la diferencia de cotas entre el mar y el estuario, que originan las siguientes situaciones:

Variación del caudal.- En la Fig 30 se observa el ciclo del funcionamiento de la central, en la que la altura del mar viene simbolizada por la letra h , la de la bahía por z , y el caudal que atraviesa las turbinas en ese intervalo por Q . El caudal varía en función de la diferencia de niveles entre el mar y la bahía, siendo en dos ocasiones cero, observándose que las mareas coinciden perfectamente, mientras que los caudales no coinciden nada más que a las cuatro y a las diez horas después de la bajamar.

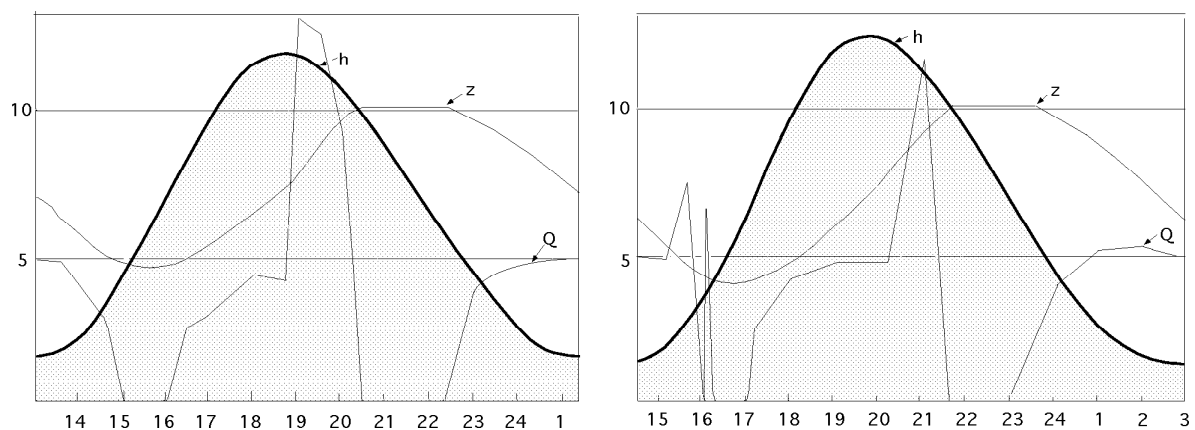


Fig 30.- Ciclo de funcionamiento

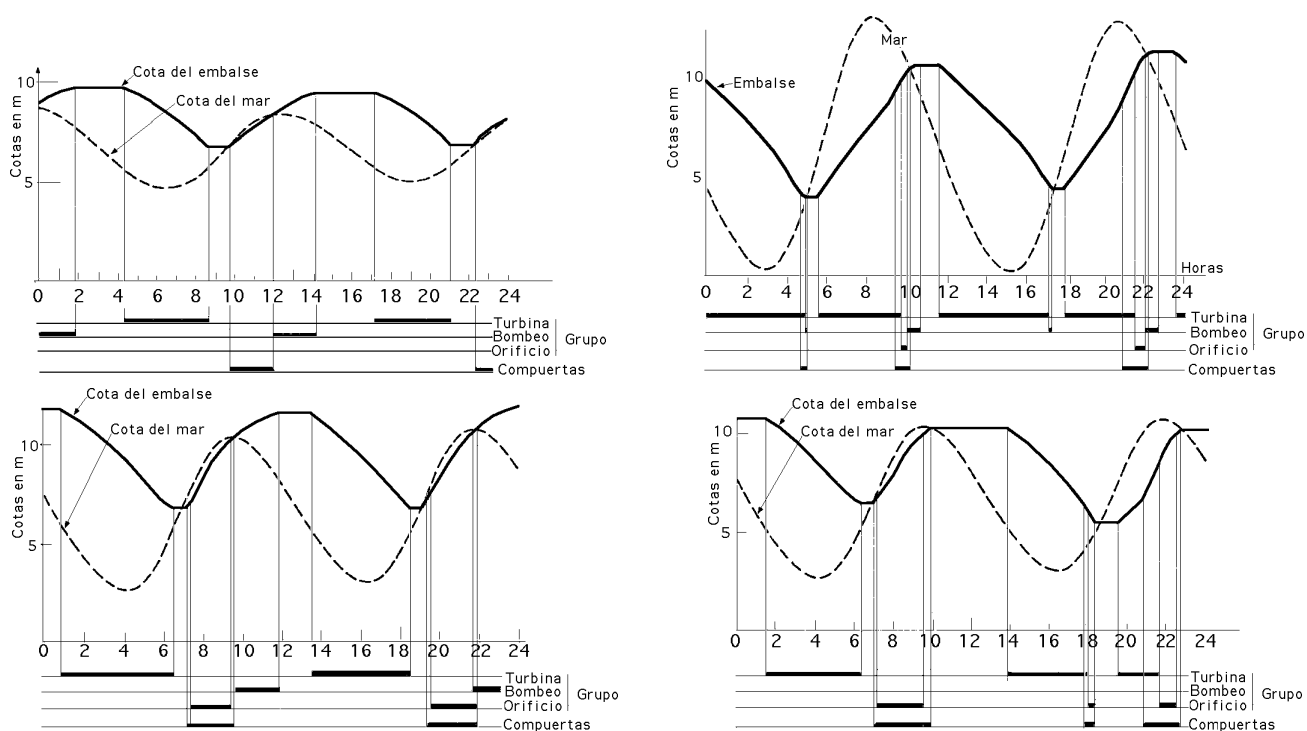


Fig 31.- Algunos ciclos de funcionamiento para diferentes mareas

Entorno de la Central del Rance.- Para permitir la navegación en la bahía del Rance, después de la construcción de la presa, fue preciso la construcción de una esclusa que salvase el desnivel existente entre la bahía y el mar. Debido a las fuertes corrientes que se originaban en ciertos momentos por el aumento del consumo de la central, Fig 32, se hizo preciso balizar algunas zonas próximas a las turbinas, por ser éstas zonas peligrosas para la navegación. Es indispensable para el funcionamiento de una central, conocer en cada instante el volumen de agua que se tiene disponible, tanto para el vaciado como para el llenado; los remolinos son un fenómeno fundamental que hay que conocer debido a la influencia que tienen tanto sobre el rendimiento de la central como los depósitos de arena; por ello se hizo necesario que nunca se sobrepasase un límite, regulado por el consumo de la central.

Las variaciones bruscas del consumo que se producen en el funcionamiento de la central, provocan la aparición de ondas, que se propagan a todo lo largo de la superficie del estuario. Un estudio sobre maqueta permitió definir los consumos de seguridad, que se usaron posteriormente en el estuario, y que fueron comparadas posteriormente con la realidad, obteniéndose unas curvas que dan la amplitud de las ondas en diferentes puntos de la bahía y a diversas horas.

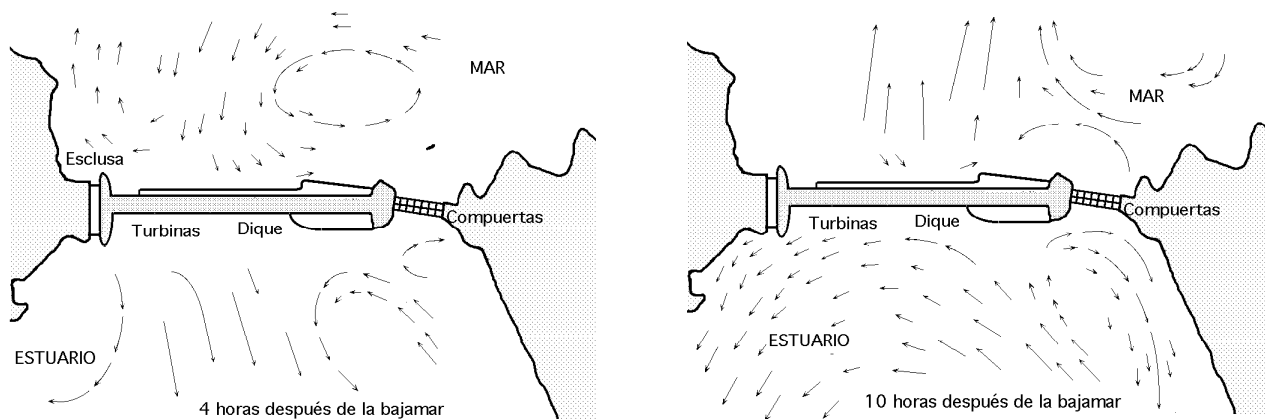


Fig 32.- Campos de corrientes y remolinos a ambos lados del dique

La central del Rance se revela como un tipo de central segura y sin ningún tipo de problemas ecológicos, siempre que se mantengan los consumos adecuados y se dispongan las necesarias medidas de seguridad en la navegación, siendo su incidencia sobre el medio ambiente prácticamente nula, haciendo de éste tipo de central una de las más seguras, no ya por los cuantiosos medios de seguridad de que dispone, sino por que prácticamente no tiene peligro.

Después de más de 30 años de funcionamiento satisfactorio se ha procedido a una revisión general y preventiva de los 24 grupos bulbo y de su entorno, que consiste en lo siguiente:

- Verificación del estado general de las turbinas y alternadores
- Detección y corrección de eventuales defectos repetitivos
- Renovación de las estanqueidades del aire, aceite y agua
- Asegurar el mantenimiento o la reconstrucción de los alternadores
- Mejorar los tiempos de desmontaje-montaje a fin de ganar tiempo sobre las indisponibilidades
- Mejorar el conocimiento en el mantenimiento y explotación de los grupos en agua de mar

Tabla 10.- Intenciones de equipamiento en 1996 de grupos bulbo de más de 20 MW

Lugar	Potencia total MW	Número de grupos	Potencia unitaria maximal
China (42)	6664	204	50
India (3)	1112	41	37
Canada (2)	310	5	75
Brasil (3)	201	8	28
Alemania (2)	155	5	32
USA (1)	90	3	30
Corea (1)	85	4	21
Azerbaijan (1)	39	1	39

Tabla 11.- Países en los que se han instalado grupos bulbo (20 MW en río, y más de 10 MW en centrales maremotrices)

País	Potencia total MW	Número de grupos	Grupos mayores	
			Potencia	Lugar
Francia	2027	83	46,5	Chautagne
Austria	1640	58	48,4	Ybbs
USA	1482	50	53,5	Rock Island
China	765	28	31	Lingintan
Ucrania	647	26	23	Kanev
Ex Yugoslavia	392	12	41,7	Dubrava
Canadá	224	8	29	Jenpeg
Japón	188	5	66	Tadami
Rumanía	168	6	29	Portes de Fer
Rusia	166	8	47,5	Saratov
Portugal	164	4	43	Crestuma
Suecia	154	6	32	Torron
Tailandia	142	4	35,4	Pak Man
Pakistan	132	6	22	Chasma
Corea	127	4	317	Paldang
Brasil	127	4	44	Igarapava
Alemania	108	4	27	Iffezheim
Noruega	99	4	36,8	Haugsdal
Finlandia	94	4	27,4	Kurkiaska
Irak	80	4	20	Mosul

Tabla 12.- Grupos bulbo en servicio o en construcción en 1996 (20 MW en río, y más de 10 MW en centrales maremotrices)

Constructor Marca	Constructor País	Potencia total MW	Número de grupos	Grupos mayores	
				Potencia	Lugar
NEYRPIC	Francia	2902	104	53,5	ROCK ISLAND, USA
SULZER-ESCHER-WYS	Suiza	881	30	39	ALTENWORTH, Austria
VOEST ALPINE	Austria	855	27	44	IGARAPAVA, Brasil
KTZ	Ucrania	647	26	47,5	SARATOV, Rusia
VOITH	Alemania	591	28	40,6	SHINGOH, Japón
LMZ	Rusia	564	22	29	IGARAPAVA, Brasil
FUJI	Japón	477	18	40,6	SHINGOH, Japón
ANDRITZ	Austria	372	13	48,4	YBBS, Austria
ALLIS-CHALMERS	USA	236	10	25	OZARK LOCK, USA
NOHAB	Suecia	220	8	39	ALTENWORTH, Austria
HITACHI	Japón	212	6	66	TADAMI, Japón
BOVING	UK	200	8	25	SIDNEY-MURRAY, USA
ROMENERGO	Rumanía	168	6	28	PORTES DE FER, Rumanía
HARBIN	China	164	6	31	LINGJINTAN, China
KVAERNER	Noruega	154	6	36,8	HAUGSDAL, Noruega
KMW	Suecia	154	6	31,6	TORRON, Suecia
LITOSTROJ	ex-Yougoslavia	83	2	41,7	DUBRAVA, ex Yugoslavia
TAMPELLA	Finlandia	46	2	24,3	KOKKOSNIVA, Finlandia