NACIONES UNIDAS

CONSEJO
ECONOMICO
Y SOCIAL

LIMITADO

ST/ECLA/CONF.7/L.2.17
22 de noviembre de 1960

ORIGINAL: ESPAÑOL

SEMINARIO LATINOAMERICANO SOBRE ENERGIA ELECTRICA

Auspiciado por la Comisión Económica para América Latina, la Dirección de Operaciones de Asistencia Técnica y la Subdirección de Recursos y Economía de los Transportes de las Naciones Unidas, conjuntamente con el Gobierno de los Estados Unidos Mexicanos.

México, 31 de julio a 12 de agosto 1961

CONSIDERACIONES PARA LA ELECCION DE INSTALACIONES GENERADORAS DE ENERGIA ELECTRICA

por K. Weinlich

NOTA: Este texto será revisado editorialmente.

1. Generalidades

Al proyectar instalaciones para la generación de energía eléctrica, se plantea siempre el problema de elegir de entre los distintos tipos constructivos, el sistema que sea más apropiado para las condiciones locales. Más adelante se tratarán detalladamente todos los factores relacionados con los siguientes sistemas de accionamiento de generadores:

A) Fuerzas naturales
   1. Turbinas hidráulicas
   2. Turbinas de viento

B) Combustibles
   1. Calor
      a) Máquina de vapor (turbina de vapor)
      b) Turbina de aire caliente
   2. Fuerza de combustión
      a) Motor Diesel (motor de gasolina)
      b) Turbina de gas
      c) Máquina de émbolo libre
   3. Procesos de combinación

C. Energía nuclear

Unicamente se describen instalaciones fijas de potencias superiores a 1 MW. Los límites de potencia superiores son diversos, sin embargo para grandes potencias por unidad, debe considerarse prácticamente sólo la turbina de vapor.

Como valor esencial para la comparación, se considera en primer término el precio de la energía referido a los costes anuales, y en segundo término las características especiales de cada uno de los tipos de accionamiento arriba indicados. Los valores que se relacionan son solamente aproximados y corresponden a las condiciones normales; para casos especiales se determinarán exactamente.

2. Precio de la energía electrica

Como base para la comparación, se tomarán los costes por kilovatio hora determinados partiendo de los costes anuales. Este indica los costes

/de la

de la energía eléctrica, considerando la amortización del capital invertido, los gastos normales y los costes de combustible. El cálculo se efectúa según la siguiente fórmula:

$$s = \frac{k}{v} a + \frac{b}{\eta} + z$$

en la que

s = precio de la energía eléctrica en Cents./kWh

k = costes específicos de la instalación en dólares/kW

a = parte proporcional del capital (véase párrafo 3)

v = horas de marcha a plena carga en horas por año

b = costes específicos del combustible en Cents./860 kcal

η = rendimiento global en tantos por 1

z = los demás costes en Cents./kWh (lubrificantes, gastos especiales en instalaciones nucleares, etc.)

Cada uno de los miembros de esta fórmula influye tan notablemente sobre el precio de la energía eléctrica, que es necesario ocuparse detenidamente de la importancia con que influyen.

a) Costes de instalación específicos

Estos se componen de:

a) Costes para los equipos de máquinas y eléctricos

b) Costes de la obra civil

c) Costes de las instalaciones auxiliares.

Para fines de comparación conviene tener presente sólo los costes de la unidad generadora en cuestión, repartiendo a prorrateo los costes de las instalaciones auxiliares, como son la obra de toma para el agua de refrigeración, depuración química del agua, carboneo, extracción de cenizas, talleres, laboratorios, etc., porque estas instalaciones suelen estar dimensionadas para abastecer varias unidades. En lo que a la parte eléctrica se refiere, deben tenerse en cuenta solamente los costes para el consumo propio de la energía eléctrica. El transformador de bloque, la instalación de maniobra a la intemperie y los transformadores de puesta en marcha y de regulación, se considerarán como pertenecientes a la red, puesto que la extensión y por tanto el precio de estas instalaciones pueden presentar grandes diferencias.

/Los costes

Los costes de la unidad generadora se refieren a la potencia máxima en los bornes del generador, teniendo presente que el consumo propio se considera como si se derivase después de haber salido de los bornes del generador. El punto más favorable del rendimiento de la máquina motriz, puede ser inferior a la potencia de referencia que es lo que se llama "potencia instalada". Lo que se transmite a la red queda disminuído en el consumo propio.

Los costes específicos de la instalación se deducen de:

$$k = \frac{A}{N}$$

en la que

k = costes específicos de la instalación en dólares/kW

A = costes de instalación de una sola unidad en dólares

N = potencia máxima del generador de la unidad incluyendo el consumo propio en kW (potencia instalada)

b) Intereses del capital por año

Para la amortización anual de una instalación, se establece siempre un porcentaje determinado llamado "anualidad", que se refiere al valor de la instalación y comprende el período total de la amortización así como el interés del capital. El tiempo total de la amortización debe corresponder más o menos a la duración de la instalación; el rédito del capital depende de las condiciones de crédito y de amortización. Se suele emplear la siguiente fórmula:

$$a' = 100 \frac{(1 + \frac{p}{100})^n \cdot \frac{p}{100}}{(1 + \frac{p}{100})^n - 1}$$

siendo:

a' = anualidad en %

n = período total de servicio en años (duración)

p = intereses anuales en %

En Alemania se cuenta con un tipo de intefes del 6 % anual suponiendo condiciones normales.

/c) Gastos

c) Gastos auxiliares

Los costes anuales de amortización ($\frac{a'}{100}$. A) no tienen relación con el tiempo de servicio de la instalación en el curso de un año, por cuya razón los costes de la energía eléctrica se cargan según su aprovechamiento. A estos últimos se agregan los gastos supletorios para reparaciones, personal, seguros, impuestos, etc. Este método no es completamente exacto puesto que por ejemplo los gastos de reparaciones dependen en cierto grado de la duración del servicio, sin embargo este error es despreciable. Normalmente se comparan distintos sistemas de instalaciones sujetos a las mismas condiciones de servicio, y por otra parte los gastos supletorios son pequeños si se comparan con los costes de amortización. Por esta razón la parte proporcional del capital se reduce como sigue:

$$a = a' + a''$$

siendo

a = la parte proporcional del capital en % por año

a' = la anualidad en % por año

a'' = la parte de los gastos supletorios en % por año

d) Aprovechamiento

La cantidad de horas de marcha a plena carga, es característica para el aprovechamiento de la instalación, pues representa las horas de servicio durante las cuales la instalación debería prestar servicio con la potencia instalada para suministrar efectivamente el trabajo anual marchando con diversas cargas. Expresado todo esto en una fórmula, resulta:

$$v = \frac{L}{N}$$

en la que

v = horas de marcha a plena carga por año

L = trabajo anual en kWh en los bornes del generador

N = potencia instalada en kW

Si se divide por 8760 las horas de plena carga (número total de horas en un año), se obtiene el llamado "factor de aprovechamiento".

/e) Costes

e) Costes del combustible

Los costes del combustible tienen importancia en todas aquellas instalaciones en las que se cubre la demanda de energía mediante combustibles que tienen que comprarse. Los precios del combustible se indican corrientemente por tonelada o por kilogramo del mismo. Para los cálculos de rentabilidad es usual referir los precios a la unidad de cantidad de calor del poder calorífico, por ejemplo a 10^6 kcal. Tomando como base el precio referido a 860 kcal, se obtiene el precio del combustible que sería necesario para generar 1 kWh, suponiendo un rendimiento del 100 por ciento. Este valor forma la base de cálculo:

$$b = 860 \frac{P}{H_u}$$

siendo

b = costes específicos del combustible en Cents./860 kcal

P = precio del combustible en Cents./kg o en dólares/100 kg

H_u = poder calorífico inferior del combustible en kcal/kg

Para dar una idea de la magnitud de los costes del combustible, se indican los precios franco mina o refinería considerando las condiciones económicas en Alemania durante el año 1959.

Combustible	Costes específicos del combustible en Cents./ 860 kcal
Carbón (lignito - antracita)	0.12 - 0.24
Aceite combustible (pesado-ligero)	0.20 - 0.40
Combustible para motor Diesel	0.85 aprox.
Gasolina	1.30 aprox.
Combustibles nucleares según su enriquecimiento	0.06 - 0.12

Sobre el precio influyen notablemente los gastos de transporte que aumentan con la distancia, siendo también tanto mayores cuanto más reducido sea el poder calorífico del combustible. Todo esto se tendrá en cuenta al elegir el punto de situación de la central. Las cifras indicadas anteriormente son únicamente valores aproximados, y deben calcularse exactamente para el emplazamiento de la central y para todos los combustibles en cuestión.

/f) Rendimiento

f) Rendimiento

Para determinar el rendimiento medio anual debe tomarse como base el rendimiento de la instalación con carga ideal, partiendo del combustible hasta llegar a los bornes del generador sin deducir el consumo propio eléctrico. El rendimiento puede expresarse o representarse de diferentes formas:

i) En porcentaje o fracción de la unidad de la potencia suministrada en comparación con la energía empleada; por ejemplo en centrales hidroeléctricas la potencia cedida en bornes del generador en comparación con la potencia absorbida que es el resultado de multiplicar el caudal de agua por el salto útil.

ii) El consumo de calor, es decir, la cantidad de calor que hay que consumir para producir un kilovatio hora de energía eléctrica; por ejemplo en turbogrupos de vapor la cantidad de calor contenida en el vapor consumida por kilovatio hora de potencia en bornes del generador.

iii) El consumo de combustible necesario para generar un kilovatio hora en bornes del generador; método usual en instalaciones Diesel.

En algunos casos se presentan combinaciones de estas tres definiciones como pone de manifiesto el ejemplo de una central térmica. En este caso el rendimiento de la caldera se indica en tantos por cientos, sin embargo para el turbogrupo con el circuito de precalentadores, es decisivo el consumo de calor. El rendimiento global se expresa siguiendo cualquiera de las tres definiciones.

Para comparar instalaciones generadoras de energía eléctrica de los tipos más diversos, se debe indicar el rendimiento en tantos por cientos. Este procedimiento requiere convertir las magnitudes indicadas de otra forma en el rendimiento porcentual, lo cual se lleva a efecto como sigue:

$$\eta' = \frac{86000}{W}$$

en la que

/η' =

η' = rendimiento con carga ideal en tanto por ciento

W = el calor consumido para la carga ideal en kcal/kWh

$$W = \frac{b' \cdot H_u}{1000} = 1{,}36 \frac{b'' \cdot H_u}{1000}$$

siendo

b' = consumo de combustible con carga ideal en g/kWh

b'' = consumo de combustible con carga ideal en g/CVh = 1,36 b'

H_u = poder calorífico inferior en kcal/kg

$$\eta' = \frac{86 \cdot 10^6}{b' \cdot H_u} = \frac{63{,}2 \cdot 10^6}{b'' \cdot H_u}$$

El rendimiento a carga ideal hay que adaptarlo a las condiciones de servicio introduciendo algunos factores:

f_E = factor para el consumo propio. Este factor reduce la potencia en los bornes del generador en la potencia eléctrica necesaria para el consumo propio del bloque, así como en la parte correspondiente a los equipos auxiliares (queda indicado en las descripciones particulares).

f_T = factor de carga parcial. Este factor puede determinarse si se conoce el programa de servicio de la unidad y la dependencia de los rendimientos con carga parcial del rendimiento de carga, según la siguiente fórmula:

$$f_T = \frac{\eta_1 h_1 + \eta_2 h_2 + \eta_3 h_3 \ldots \eta_n h_n}{100\, h}$$

siendo

$h = h_1 + h_2 + h_3 + \ldots\ldots$

$\eta_1, \eta_2, \eta_3 \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \eta_n$ Rendimientos a carga parcial para una carga ideal = 100%

$h_1, h_2, h_3 \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots h_n$ Duración del servicio para los rendimientos parciales correspondientes en horas

$h \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots$ Duración total de un ciclo del programa de servicio en horas.

/f_A =

f_A = factor para puesta en servicio y parada. Para fines de orientación es de suponer que las pérdidas para la puesta en servicio y la parada dependen del tiempo necesario para el arranque y de la relación entre el tiempo de arranque y el de servicio.

$$f_A = \frac{h_B}{h_B + h_A}$$

siendo

f_A = factor para puesta en servicio y parada
h_B = duración del servicio con carga en horas
h_A = tiempo de puesta en servicio en horas
f_U = factor para equilibrio insuficiente y ensuciamiento.

Si la instalación se encuentra en servicio permanente pero a diversas potencias, resultan pérdidas adicionales que dependen de la clase, magnitud y el número de las variaciones de carga, así como del grado de ensuciamiento que sólo pueden estimarse aproximadamente.

El precio de la energía eléctrica depende en gran parte del rendimiento que se determina con la fórmula siguiente:

$$\eta = \frac{\eta'}{100} \cdot f_E \cdot f_T \cdot f_A \cdot f_U$$

en la que

= rendimiento global en tantos por 1 por término medio en todo el año, referido a la potencia del generador

g) Otros gastos

Hay distintas instalaciones y emplazamientos en los cuales resultan otros gastos adicionales que tienen una gran influencia sobre el precio de la energía eléctrica. Puede haber por ejemplo un elevado consumo de lubrificantes o ser necesario tomar el agua para la refrigeración de una red pública pagando el precio de la misma.

En las centrales nucleares hay que tener en cuenta también las tasas de préstamo para los materiales físiles y la ganancia resultante del efecto autorregenerativo, así como los gastos por el cambio de los elementos.

/3. Comparación

3. Comparación de las distintas clases de instalaciones generadoras de energía eléctrica

Los valores y datos de importancia correspondientes a cada uno de los tipos considerados, necesarios para establecer un criterio respecto a la instalación generadora de energía eléctrica, se indican según el siguiente orden:

i) Descripción y funcionamiento
ii) Diseño
iii) Gama de potencias
iv) Costes de la instalación
v) Amortización
vi) Costes auxiliares y otros
vii) Puentes de energía
viii) Rendimiento
ix) Ventajas e inconvenientes
x) Aplicación y características

a) Turbinas hidráulicas

i) Descripción y funcionamiento

Los tipos constructivos de turbinas hidráulicas principalmente empleados son los siguientes:

a) Turbina de chorro libre (turbina Pelton) $n_s < 40$
b) Turbina Francis $n_s = 40 - 400$
c) Turbina de hélice } $n_s > 400$
d) Turbina Kaplan }

En todos los tipos constructivos se transforma la energía del agua en el movimiento giratorio del rodete, el cual acciona el generador.

ii) Diseño

El tipo constructivo a emplear, queda determinado por la altura útil de que se disponga y la potencia de la unidad. Lo característico es el número específico de revoluciones que resulta de:

$$n_s = 36.8\, n \frac{\sqrt{N_o}}{\sqrt[4]{H^5}}$$

siendo

/n_s =

n_s = el número específico de revoluciones
n = el número de revoluciones en r.p.m.
N_o = la potencia de la turbina en MW para un η = 100%
H = la altura útil del salto en m

El caudal determina la potencia de la turbina, siendo

$$N_T = \frac{Q \cdot H \cdot \eta_T}{102}$$

en la que

N_T = potencia de la turbina en MW
Q = caudal en m^3/seg.
H = altura útil de caída en m
η_T = rendimiento de la turbina en tantos por 1

Si en la fórmula correspondiente al número específico de revoluciones se sustituye la potencia por la fórmula anteriormente expuesta con $\eta_T = 1$, el número específico de revoluciones quedará expresado por

$$n_s = 3.65\ n \frac{\sqrt{Q}}{\sqrt[4]{H^3}}$$

Esta fórmula no considerará la potencia determinándose el número específico de revoluciones por el caudal, el salto útil y el número de revoluciones.

iii) Gama de potencias

Los tipos de turbinas citados se construyen en la actualidad con potencias de 100 MW por unidad, y en parte de hasta 200 MW.

Las turbinas Pelton se utilizan exclusivamente para saltos de más de 300 m de altura y a alturas inferiores a ésta, en el caso de que con la turbina Francis resultase un número de revoluciones demasiado elevado o de que las dimensiones del rodete fuesen excesivamente pequeñas, presentándose entonces el peligro de que se originen obturaciones.

Las turbinas Francis se construyen para saltos de hasta 300 m de altura.

/Las turbinas

Las turbinas de hélice con paletas fijas se aplican para saltos de hasta 30 m de altura aproximadamente, y las turbinas Kaplan para alturas de hasta 20 m aproximadamente.

iv) Costes de la instalación

Los costes para el establecimiento de centrales hidráulicas, son muy diferentes especialmente en lo que se refiere a la parte de la obra civil. En casos concretos es recomendable determinar el coste de la instalación a base de un precio fijo de la energía, suponiendo ciertas condiciones de servicio y amortización. Puesto que para el cálculo del precio de la energía se aplica sólo el primer miembro de la fórmula, resulta la relación siguiente:

$$k = s \cdot \frac{v}{a}$$

siendo

k = costes de la instalación máximos admisibles en US$

s = precio de la energía máximo posible en Cents./kWh

v = cantidad de horas a plena carga en h por año

a = parte proporcional del capital por año en %

En muchos casos no es necesario cargar a la generación de energía eléctrica los costes totales de la instalación, puesto que los embalses o las presas pueden servir también para el regadío, protección contra crecidas, corrección de los cursos de los ríos y para facilitar la navegación fluvial.

v) Amortización

Para amortizar especialmente la parte de obra civil, suelen fijarse unos 40 años. La instalación eléctrica y el equipo de máquinas se amortizan por regla general en unos 20 años.

vi) Costes auxiliares y otros

Los costes auxiliares son mínimos, y normalmente no exceden del 1% anual de los costes de la instalación.

vii) Fuentes de energía

La fuente de energía es el agua precipitada en la cuenca del río embalsado. Para el diseño es necesario disponer de datos estadísticos sobre los caudales que han circulado durante mucho tiempo. La determinación de la potencia instalada se puede realizar partiendo de un caudal

/que no

que no haya sido sobrepasado por defecto durante 9 meses de un año.

Si las condiciones son favorables, se pueden aprovechar también las mareas para generar energía eléctrica.

viii) Rendimiento

Al elegir el tipo de turbina más favorable para las condiciones dadas, el rendimiento con la carga ideal es sensiblemente igual para los diversos casos. Sin embargo, se puede comprobar que las unidades de mayor tamaño ofrecen mejores rendimientos como es lógico. Los rendimientos de las turbinas modernas bajo la carga ideal, oscilan entre un 84 y un 94 por ciento, y los de los generadores correspondientes entre un 96 y un 98 por ciento, oscilando por tanto los rendimientos globales entre el 80 y el 92 por ciento.

El consumo propio de energía eléctrica no tiene gran importancia, por lo cual no es necesario tenerlo en cuenta. Frecuentemente esta potencia es suministrada por una máquina para el consumo propia. El consumo está sujeto a grandes oscilaciones, y sólo se realiza durante breve tiempo (por ejemplo para maniobrar las compuertas).

El comportamiento con carga parcial está indicado en el Gráfico I.

ix) Ventajas e inconvenientes

Ventajas

La fuente de energía (agua) no proporciona gastos de adquisición y está siempre a disposición.

El embalse de los ríos puede usarse adicionalmente para regadío y para regular el curso de los ríos.

El rendimiento es elevado

Las centrales hidráulicas con embalse son muy apropiadas para suministrar una carga variable y frecuentemente interrumpida (para cubrir las puntas).

Inconvenientes

Los costes para la construcción son elevados y sólo aceptables cuando las condiciones locales sean favorables

La potencia depende de las fluctuaciones de las diversas estaciones del año en la administración del agua si el embalse es de poca capacidad.

/x) Aplicación

x) Aplicación y características

Las centrales hidráulicas pueden ser del tipo de embalse, fluviales (frecuentemente formando cadenas de centrales), y de acumulación por bombas. En muchos casos sirven para solucionar problemas de circulación (navegación), para el regadío, o como protección contra inundaciones, etc. El aprovechamiento del agua queda limitado por las condiciones naturales del terreno. En todo el mundo se aprovecha en la actualidad sólo un 30 por ciento de la energía hidráulica disponible, en lugares adecuados.

También hay una serie de proyectos para aprovechar la energía de las mareas y de las olas del mar.

b) Turbinas de viento

i) Descripción y funcionamiento

Las potencias de las centrales que utilizan como fuerza motriz el viento, son relativamente pequeñas y en la actualidad son menores a 1 MW, sin embargo se incluyen en la presente relación para que ésta sea completa.

Fundamentalmente la instalación se compone de una torre sobre la cual se coloca de forma giratoria una rueda eólica de varias aspas. El generador está directamente acoplado a la rueda.

ii) Diseño

Con el fin de conseguir el mayor provecho posible, ha de poderse entregar potencia con una velocidad del viento lo más reducida posible, para lo cual se precisan aspas de gran longitud. Por otra parte es de interés la seguridad de la instalación durante los temporales. Si se desea abastecer una red, es necesario que la regulación cuente con dispositivos especiales. Se han creado ya los procedimientos correspondientes que permiten llevar a efecto el servicio totalmente automático.

iii) Gama de potencias

En la actualidad las instalaciones más convenientes tienen potencias comprendidas entre 100 y 300 kW, siendo más económico colocar varios tipos unitarios construídos en serie de los tamaños relacionados, que crear unidades de mayor importancia. De todas formas se han hecho estudios sobre proyectos de unidades de hasta 4 MW aproximadamente.

/iv) Costes

iv) Costes de la instalación

Las instalaciones autorreguladas impulsadas por el viento, dispuestas para prestar servicio conectadas a una red, de 100 a 300 KW construidas en serie, cuestan aproximadamente 150 a 180 US $/KW.

v) Amortización

El tiempo de amortización de una instalación con turbina de viento puede suponerse que es de unos 15 años.

vi) Costes auxiliares y otros

Como las instalaciones trabajan de forma completamente automática no habiendo consumo alguno de importancia de materiales para el servicio, únicamente habrá que considerar los gastos de reparaciones que con seguridad deben ser menores del 1 por ciento anual del capital invertido (excluyendo los casos catastróficos).

vii) Fuentes de energía

Lo fundamental para el establecimiento de una instalación con turbina de viento, son los vientos locales. Para el abastecimiento adicional de una red ya existente, se indica que la velocidad media anual del viento no debe ser inferior a 6 m/seg. El límite de rentabilidad de algunas instalaciones dadas que se encuentren bajo condiciones especiales, puede ser distinto.

viii) Rendimiento

Las aspas de forma moderna ofrecen un rendimiento que se encuentra alrededor del 60 por ciento, pero que no tiene gran importancia para la rentabilidad. El arranque con una velocidad del viento lo menor posible, es de gran interés. Normalmente el arranque tiene lugar a una velocidad de 5 m/seg. aproximadamente, existiendo una instalación en servicio que arranca con una velocidad del viento de 2.5 m/seg.

ix) Ventajas e inconvenientes

Ventajas

La fuente de energía (viento) se ofrece sin gastos y no se agota.

La instalación requiere muy pocos trabajos de entretenimiento.

Inconvenientes

La potencia depende del viento

x) Aplicación y características

En instalaciones aisladas, por ejemplo en lugares apartados - suponiendo buenas condiciones del viento -, la instalación con turbina de viento puede

/competir con

competir con el grupo Diesel electrógeno, especialmente cuando en ambos casos tenga que disponerse una batería para acumular la energía.

En las instalaciones formadas por grupos de máquinas para abastecer las redes ya existentes, se encuentran ya solucionados los problemas que se presentan, pudiéndose tener en cuenta el empleo en las zonas en que los vientos sean favorables.

c) Turbina de vapor (máquina de vapor)

i) Descripción y funcionamiento

Las centrales térmicas se componen en esencia de los generadores de vapor y de los turbogrupos (en instalaciones pequeñas, máquinas de vapor). El generador de vapor (caldera) recibe el calor de combustión desprendido en un hogar, mediante el cual se evapora el agua que hay en los tubos de la caldera y ya en estado de vapor pasa a la turbina donde se expansiona cediendo su energía al rodete de la misma. En el caso de que el vapor que sale de la turbina no se necesite para otros fines (calefacción por ejemplo), es preciso disipar el calor que queda liberado por condensación del vapor. Para reducir esta pérdida, se extrae vapor de la turbina, que según sea la potencia se toma en diversos puntos y se utiliza para calentar el condensado (precalentamiento regenerativo). Si se trata de estados del vapor vivo más elevados, los últimos rodetes de la turbina trabajarían con vapor muy húmedo, apareciendo entonces fenómenos de erosión. Por esta razón y para aprovechar mejor el calor del vapor, especialmente cuando se trate de unidades grandes, una vez que el vapor haya recorrido la primera parte de la turbina, se recalienta de nuevo en la caldera (recalentamiento intermedio). Este proceso puede repetirse varias veces sucesivamente.

Si el vapor a la salida se conduce a un sistema de calefacción en lugar de llevarlo al condensador (turbina de contrapresión), se aprovecharía el calor de condensación, se eliminarían las pérdidas por enfriamiento en el condensador, reduciéndose entonces el consumo de calor para la generación de energía en sí, con lo que se conseguiría obtener energía a reducido precio (energía producida en procesos de contrapresión, centrales de calefacción).

A veces para abastecer de vapor las instalaciones de fabricación, se toma el vapor de la turbina con la presión regulada (turbina con extracción intermedia).

ii) Diseño

ii) Diseño

El diseño de una instalación térmica se caracteriza partiendo del estado de vapor vivo antes de entrar a la turbina. La elección de este estado debe ejecutarse de tal forma, que los últimos álabes de la turbina no tengan que trabajar con demasiada humedad (límite de 12 a 14 por ciento).

La temperatura del vapor vivo influye notablemente sobre el material de las piezas expuestas a las máximas solicitaciones, pertenecientes a la caldera y a la turbina. Las temperaturas de 530 a 565°C, permiten aún el empleo de aceros ferríticos, mientras que las superiores a las indicadas (en la actualidad de hasta 650°C) requieren el uso de aceros austeníticos, de precios muy elevados. Si se ha determinado ya la temperatura y el vacío en el condensador partiendo de la temperatura del agua de refrigeración, no se deberá reducir la presión de entrada, que debe determinarse, para que sea inferior a un valor dado, con el fin de evitar que la humedad sea excesiva. Como puede verse, la temperatura del agua de refrigeración influye sobre la elección del estado de vapor vivo. En el Gráfico II se han representado los estados de diseño principales normalizados, en dependencia de la potencia. (ASME-EE.UU., VDEW-ALEMANIA, IEC-Internacional).

iii) Gamas de potencias

Para pequeñas potencias (inferiores a 1 MW), se utiliza la mayoría de las veces la máquina de vapor; sin embargo, ésta presenta normalmente el inconveniente de que el vapor de escape no está exento de aceite por la lubrificación del cilindro. De todas forma, existen modelos con émbolos de laberinto que quedan liberados de este inconveniente, y pueden prestar servicio con vapor recalentado. Para la generación de energía eléctrica y al tratarse de unidades de mayor importancia, deberá preferirse la turbina de vapor. Al crecer la demanda de energía eléctrica y al ampliarse las redes interconectadas, se emplean unidades que cada vez son mayores.

El mayor turbogrupo de un solo eje proyectado en Europa, tiene 250 MW, mientras que en Estados Unidos se proyectan unidades de varios ejes de hasta 750 MW.

/iv) Costes

iv) Costes de la instalación

Los costes específicos pueden ser muy diversos y dependen en gran parte de las condiciones dadas. A continuación se citan algunas de las influencias fundamentales.

Influencias que elevan los costes:

Empleando carbón como combustible, especialmente si su poder calorífico es reducido, gran contenido de agua y cenizas, y si contiene azufre;

empleando aceite combustible rico en vanadio;

estados del vapor vivo elevados (material austenítico para los tubos, bajas temperaturas del agua de refrigeración (inferiores a 12°C), refrigeración del generador con hidrógeno;

obras de toma para el agua de refrigeración muy distante del edificio de la central, grandes diferencias de nivel en el agua con trubinas de recuperación e instalaciones de presas.

Instalaciones de refrigeración en circuito cerrado con refrigerador (torres de refrigeración o condensación en aire);

instalaciones químicas para la depuración del agua, extensas;

grandes depósitos de carbón con instalaciones de descarga y de distribución;

terrenos para cimentación no apropiados;

disposiciones para llegar al terreno (carreteras, puentes, instalaciones ferroviarias);

poner bajo cubierta todas las partes (sin colocación a la intemperie).

Los valores exactos se determinarán en cada caso particular. Como base, en el gráfico III se indican valores que han sido tomados en su mayoría de publicaciones americanas. Los costes en Europa se reducen hasta un 20 por ciento.

v) Amortización

El tiempo normal de amortización para el equipo de máquinas, queda comprendido entre 15 y 25 años. La parte de obra civil se amortiza frecuentemente en 40 años.

/vi) Costes

vi) Costes auxiliares y otros

Los costes auxiliares para salarios, sueldos, cargas sociales, los generales correspondientes a la administración, reparaciones, material, etc. de las centrales térmicas, se encuentran normalmente comprendidos entre un 2 y un 4 por ciento del capital invertido por año.

vii) Fuentes de energía

Una central térmica puede estar diseñada para utilizar diferentes combustibles, ofreciendo en este aspecto un campo de aplicación muy extenso. A continuación se citan las siguientes fuentes de energía:

Carbón (turba, lignito, hulla, antracita, cock)

Madera

Aceite (aceites combustibles, pizarras oleaginosas, aceite de alquitrán aceites residuales)

Gas (gas natural, gas de alumbrado, gas de altos hornos, gases residuales de procesos químicos)

Lejías de sulfito procedentes de la fabricación del papel

Basuras

viii) Rendimiento

El rendimiento total de una central térmica, aumenta con el tamaño de las unidades y se dispersa en dependencia del combustible, puesto que los rendimientos de las calderas se encuentran muy ligados al combustible usado. En el gráfico III se indican los valores para las condiciones medias en dependencia de la potencia de la unidad. Los valores se refieren al punto más favorable. El gráfico I informa sobre el comportamiento con carga parcial, habiéndose tomado el punto más favorable a un 80 por ciento de la potencia de sobrecarga. Si el citado punto coincidiese con otro valor, habría que reformar los tantos por cientos de carga con relación a los tantos por cientos del punto más favorable.

El consumo propio se deduce de la siguiente tabla:

/Consumo propio

Consumo propio eléctrico en tanto porciento de la potencia instalada

Instalación de Calderas	Alta presión	Baja presión
Hogar	0.6 - 1.3	0.4 - 1.0
Ventiladores	1.0 - 1.2	1.1 - 1.0
Bombas de alimentación de las calderas	1.8 - 2.7	1.0 - 1.5
Instalación de turbinas	**Agua de la acometida**	**Refrigeración en circ. cerr.**
Bombas para el agua de refrigeración, etc.	1.5 - 2.0	2.3 - 4.0
Resto del consumo propio	0.5 - 1.5	
Total	4.0 - 9.0	

ix) Ventajas e inconvenientes

Ventajas

Pueden emplearse casi todos los combustibles

Comportamiento excelente con carga parcial.

Apropiadas para grandes unidades.

Producción de ruidos moderada.

Inconvenientes

Tiempo de arranque prolongado (120 - 180 minutos).

Gran consumo de agua en el caso de que no se aplique la refrigeración en circuito cerrado.

x) Aplicación y características

Dada la posibilidad de utilizar los más diversos combustibles, el campo de aplicación es muy extenso. Este se extiende desde los pequeños accionamientos auxiliares y las turbinas industriales, hasta las unidades de gran tamaño. En instalaciones ya terminadas, se han determinado los siguientes valores medios:

/Consumo de

Consumo de agua

Para la refrigeración con agua corriente, se necesitan unos 200 litros /kWh, para la refrigeración en circuito cerrado (torre de refrigeración) unos 10 litros/kWh, no siendo necesario disponer de agua mecánicamente depurada si se trata de condensación en el aire (agua pasante). En los tres casos hay que disponer adicionalmente de uno a dos litros/kWh de agua lo más pura posible (agua de manantial).

Superficie ocupada

Esta superficie, referida al edificio de la central solamente, oscila según sea el tamaño de la unidad, entre unos 0.02 y 0.06 m^2/kW; tratándose de unidades de menos de 20MW, la citada superficie está comprendida entre 0.06 y 0.2 m^2/kW. A esto hay que añadir las superficies para almacenar el combustible y las cenizas, así como para las instalaciones auxiliares tales como la obra de toma, talleres, edificios para oficinas, garajes, almacenes, etc.

Volumen edificado

El edificio de la central en sí, sin considerar las intalaciones auxiliares, requiere de 0.5 a 1.8 m^3/kW según sea el tamaño de la unidad; si las unidades son de menos de 20 MW se necesitan de 1.8 a 2.5 m^3/kW.

Cantidades almacenadas

Los depósitos para aceite combustible o carbón, se diseñan normalmente para un mes a plena carga; el depósito diario para aceite combustible o las tolvas de carbón podrán abastecer las instalaciones durante 16 a 24 horas marchando a plena carga.

Capacidad de producción de la caldera

Para instalaciones de condensación solamente de modelo normal, la capacidad de producción máxima y permanente de la caldera en tons./hora aproximada resulta de multiplicar la potencia máxima en bornes del generador en MW por los siguientes valores:

1 MW	10 MW	50 MW	100 MW	150 MW
7.5	5	4	3.5	3

Influencia del lugar de colocación

El lugar de colocación no influye notablemente en el diseño, sin embargo ha de tenerse en cuenta. Para el turbogrupo, la temperatura del agua de refrigeración es trascendental al elegir el modelo de la turbina, influyendo también sobre el rendimiento.

/Personal necesario

Personal necesario

Al tratarse de grandes unidades, el personal necesario se reduce a 0.3 hombres/MW, y para 50 MW, un hombre/MW aproximadamente, aumentando la cifra al disminuir la potencia.

d) Turbina de aire caliente

i) Descripción y funcionamiento

El principio es similar al circuito de vapor con la sola diferencia de que el medio empleado es aire. El aire introducido en un recalentador, recibe el calor de combustión desprendido en un hogar. El aire recalentado se expande en una turbina y pasa a través de un intercambiador de calor hasta llegar al refrigerador piloto enfriado por agua. Mediante un compresor con refrigerador intermedio, se vuelve a comprimir el aire que se precalienta en un intercambiador de calor, y se conduce nuevamente al recalentador. La turbina, el compresor y el generador, están unidos entre sí directamente.

La regulación de la potencia se consigue variando la presión en el circuito de aire, sin modificar las temperaturas.

ii) Diseño

La temperatura del aire antes de entrar a la turbina, es de 600 a 700°C, manteniéndose en el sistema una presión de 28 a 30 atm. abs. (32 a 36 atm. abs. como máximo).

La temperatura del agua de refrigeración influye sobre el rendimiento y la potencia máxima permanente. Si se dispone de agua de refrigeración algo caliente, es posible alcanzar la potencia nominal elevando la presión.

iii) Gama de potencias

Para instalaciones fijas existen tamaños standard con potencias nominales de 2, 5, 10 y 20 MW.

iv) Costes de la instalación

Los costes de la instalación quedan indicados de una manera aproximada en el gráfico III.

v) Amortización

Todavía no pueden darse datos exactos sobre la duración, puesto que las instalaciones construídas se encuentran muy poco tiempo en servicio. La duración de la amortización es de unos 15 años aproximadamente.

/vi) Costes

vi) Costes auxiliares y otros

Dados los elevados precios de los recalentadores para aire que en su mayor parte son de materiales austeníticos, los costes de entretenimiento son mayores que los correspondientes a las centrales de vapor. Todavía no se dispone de valores obtenidos por experiencia, sin embargo puede calcularse de un 3 a un 5 por ciento de los costos de la instalación por año.

vii) Fuentes de energía

Se pueden utilizar combustibles gaseosos y carbón de no muy malas propiedades. Por las elevadas temperaturas a que se someten las paredes de los tubos y por las corrosiones que éstas origina, no se emplearán aceites muy pesados más que en ciertas condiciones. Además es preciso reducir las temperaturas del aire, con lo que desciende el rendimiento. En el circuito cerrado se encuentra únicamente aire puro, que no es preciso someter a tratamiento alguno ni puede originar corrosiones.

viii) Rendimiento

El rendimiento depende de la temperatura del agua de refrigeración (véase el párrafo x), habiéndose indicado en el gráfico III el correspondiente a las circunstancias normales.

La energía eléctrica necesaria para el consumo propio, oscila entre un 3 y un 6 por ciento, según sea el combustible utilizado.

En el gráfico I se aprecia el comportamiento con carga parcial.

ix) Ventajas e inconvenientes

Ventajas

No se producen corrosiones en la parte que está en contacto con el aire, ni aún en el estado de reposo.

El recalentador de aire puede colocarse a la intemperie, por lo que el espacio ocupado es menor.

Las variaciones bruscas de la carga tienen lugar a temperatura constante, variando la presión, por lo que no originan solicitaciones del material dignas de mención.

Es apropiada para combustibles gaseosos y para carbón de no muy mala calidad.

Buen comportamiento con carga parcial.

Independencia de la potencia útil respecto a la temperatura exterior y a la altura de colocación.

/Inconvenientes

Inconvenientes

No es apropiada para el uso de aceite combustible por aparecer corrosiones causadas por temperaturas elevadas en el recalentador de aire.

La potencia y el rendimiento están íntimamente ligados a la temperatura del agua de refrigeración.

Tiempo de arranque prolongado (unos 180 minutos).

Durante el servicio se producen muchos ruidos.

Intercambiador de calor de elevado precio (austenita).

x) Aplicación y características

Las turbinas de aire caliente se emplean en pequeñas centrales de servicio permanente (por el prolongado tiempo de arranque). Dado el favorable comportamiento con carga parcial, se admite una carga sujeta a fuertes variaciones.

Según indican los fabricantes, los grupos standard ofrecen los siguientes datos principales:

Potencia máxima permanente	kW	2300	6000	12000	25000
Potencia nominal	kW	2000	5000	10000	20000
Temperatura de entrada	°C		600 a 700		
Presión máx. en el circuito cerrado	at. ab.	28-32	30-36	30-36	30-36
Número de revoluciones	r.p.m.	13000	8600	6000	
Número de refrigeradores intermedios		1	1	2	2
Rendimiento térmico referido al acoplamiento con el generador	%	26-28	28-30	30-32	
Temperatura del agua de refrigeración	°C		15		
Consumo medio de agua de refrigeración	m^3/h	230	500	1000	

Consumo de agua

Se necesitan unos 100 litros/kWh. Sólo en casos excepcionales es conveniente llevar a cabo el servicio con circulación en circuito cerrado, porque entonces la temperatura de entrada del agua de refrigeración es elevada, perjudicando así el rendimiento y la potencia.

/Superficie ocupada

Superficie ocupada

La superficie ocupada oscila entre 0.05 y 0.15 m^2/kW. También aquí hay que añadir las instalaciones auxiliares similares a las centrales térmicas de vapor.

Volumen edificado

El volumen edificado es de 0.5 a 1.2 m^3/kW, bajo la condición de que el recalentador de aire se coloque a la intemperie, lo que es posible puesto que no se tiene el peligro de las heladas.

Cantidades almacenadas

Para los depósitos de combustible, rige lo expuesto en el apartado 3 c).

Influencia del lugar de colocación

Por cada 10°C que aumente la temperatura del agua de refrigeración por encima de los 15°C, se reduce el rendimiento en 0.95 veces aproximadamente. La potencia disminuye entonces unas 0.94 veces si no se eleva la presión en el circuito cerrado. Todo esto se tendrá especialmente en cuenta en lugares de clima tropical con temperaturas de unos 30°C en el agua de refrigeración.

Personal necesario

No se tienen datos numéricos, pero se necesitará menos personal que para centrales térmicas de vapor de la misma importancia.

e) Motor Diesel (motor de gasolina)

i) Descripción y funcionamiento

Los motores Diesel son de émbolo, en los cuales el combustible se inyecta directamente en el aire aspirado y comprimido por el émbolo. En el motor de gasolina, el combustible se mezcla con el aire antes de entrar en el cilindro, en cuyo interior se enciende mediante una chispa eléctrica, después de haber sido comprimido. Las dos clases de motores descritos, pueden trabajar según el método de dos o de cuatro tiempos, según que el ciclo de trabajo tenga lugar después de que el cigüeñal haya dado una o dos vueltas. En un mismo cigüeñal trabajan varios cilíndros, accionando aquel directamente el generador por mediación de un volante de inercia.

ii) Diseño

Para el servicio permanente se elegirán tipos en los que el émbolo marche a reducida velocidad. Para el servicio de puntas puede emplearse un motor de marcha rápida.

/La potencia

La potencia del motor depende en gran parte del lugar de colocación, lo que se tendrá en cuenta al realizar el diseño. Si se emplea una compresión previa del aire aspirado, por ejemplo mediante una turbina para los gases de escape, puede eliminarse este inconveniente.

iii) Gama de potencias

Para accionar el generador se fabrican normalmente motores Diesel de hasta 6000 kW por unidad. Para la impulsión de buques existen aún motores mayores, pero normalmente no se aplican éstos para instalaciones fijas destinadas al suministro de energía eléctrica. Los número de revoluciones empleados oscialn entre 150 r.p.m. y 3000 r.p.m.

iv) Costes de la instalación

Los costes de la instalación pueden apreciarse en el Gráfico V.

v) Amortización

Para el cálculo de la amortización, se toman normalmente tiempos que oscilan entre 10 y 15 años.

vi) Costes auxiliares y otros

Los costes auxiliares suponen un 4 a un 6 por ciento anual de los costes de la instalación. Si el aceite lubrificante tiene un precio elevado habrá que tener en cuenta que de una forma aproximada se necesitan 2.5 g/kWh. Así resulta para los otros costes:

$$z = \frac{e}{10} \cdot P_o$$

en la que

z = otros costes en Cents/kWh

e = consumo de aceite lubrificante en g/kWh

P_o = precio del aceite lubrificante en US $/kg

vii) Fuentes de energía

Por regla general se utiliza como combustible aceite Diesel. Los aceites pesados únicamente se aplicarán después de haberlos preparado para los motores Diesel normales. Los motores de modelos especiales son apropiados también para prestar servicio con carburante gaseoso.

viii) Rendimiento

Los rendimientos para la carga óptima, quedan indicados en el gráfico V.

/El consumo

El consumo propio de energía eléctrica, se encuentra por regla general entre un 3 y un 5 por ciento de la potencia en bornes, sin embargo puede ascender hasta un 8 por ciento en el caso de que sea preciso preparar el aceite pesado.

El comportamiento con carga parcial queda claramente expuesto en el Gráfico I.

ix) Ventajas e inconvenientes

Ventajas

Está en condiciones de prestar servicio en muy breve tiempo

Rendimiento elevado

Inconvenientes

Necesita muchas piezas de repuesto, elevados costes de entretenimiento.

La potencia varía con la altura de colocación y depende de la temperatura del agua de refrigeración.

x) Aplicación y características

El campo de aplicación se extiende a las instalaciones generadoras de energía, con una potencia total de hasta 15 MW. Por el buen rendimiento y la rápida disposición para entrar en servicio, el grupo Diesel electrógeno es apropiado para instalaciones pequeñas, para instalaciones destinadas a cubrir las crestas, así como para grupos de emergencia.

Consumo de agua

Realizando la refrigeración con agua de la acometida, se necesitan unos 35 a 40 litros/kWh de agua de refrigeración. Cuando el agua se enfría en circuito cerrado (torre de refrigeración o instalación de toberas pulverizadoras), bastan 2 litros/kWh.

Superficie ocupada

La superficie ocupada es de 0.05 a 0.1 m^2/kW.

Volumen edificado

El edificio de la central necesita de 0.5 a 0.8 m^3/kW aproximadamente.

Influencia del lugar de colocación

Según una regla empírica, la disminución de potencia es del 1 por ciento por cada 100 m de altura de colocación que sobrepase los 280 m sobre el n.d.m. o por cada 2°C que tenga de temperatura el agua de refrigeración y que sobrepasen de 20°C.

/F) Turbina

f) Turbina de gas

i) Descripción y funcionamiento

Cuando se trata de circuito abierto normal, el aire pasa por un compresor que lo envía a presión a una cámara de combustión en la que se verifica ésta. Los gases desprendidos en la combustión, se expansionan en una turbina saliendo al exterior. El compresor es accionado directamente por la turbina. Al mismo eje se encuentra acoplado el generador que absorbe la potencia restante.

Para mejorar el rendimiento pueden emplearse los gases de escape para precalentar el aire que va a ser comprimido (turbina de gas con intercambiador de calor).

Es factible mejorar el comportamiento con carga parcial, disponiendo una turbina de potencia útil. En este caso, una máquina acciona el compresor sin depender del número de revoluciones, mientras que la segunda acciona el generador con un número de revoluciones constante (turbina de gas con turbina de potencia útil separada).

En las grandes instalaciones se realiza una refrigeración intermedia del aire para la combustión.

ii) Diseño

Utilizando las condiciones más favorables para el combustible (gas de altos hornos o gas natural) y combustibles líquidos exentos de vanadio, es posible alcanzar temperaturas de entrada a la turbina de hasta 750°C. Si se emplean aceites combustibles, hay que limitarse a temperaturas inferiores a la de 650°C, dado el estado actual del desarrollo, puesto que la temperatura indicada es el límite inferior por encima del cual el vanadio contenido en los aceites origina corrosiones en las paletas de la turbina. Las temperaturas de entrada del gas en las instalaciones realizadas hasta ahora, se encuentran entre 600 y 650°C. La potencia y el rendimiento dependen de la temperatura del aire y de la altura respecto al nivel del mar.

iii) Gama de potencias

Las turbinas de gas con circuito abierto se construyen para potencias de hasta 20 MW aproximadamente, habiéndose realizado unidades de hasta unos 40MW aplicando una refrigeración intermedia.

/Las turbinas

Las turbinas de gas con intercambiador de calor, han sido construidas para potencias de hasta 30 MW por unidad, siendo preciso disponer refrigeradores intermedios a partir de los 10 MW aproximadamente.

iv) Costes de la instalación

La magnitud de los costes de la instalación se deduce del gráfico IV en el que la parte inferior se refiere a turbinas de gas con circuito abierto sin intercambiador de calor, y la parte superior para turbinas de gas con intercambiador de calor.

v) Amortización

Las instalaciones de turbinas fijas se diseñan actualmente para que tengan una larga duración. Para los cálculos de amortización se toman 10 a 15 años.

vi) Costes auxiliares y otros

Los costes auxiliares son reducidos e importan 1.5 a 3 por ciento de los correspondientes a la instalación por año.

vii) Fuentes de energía

Como combustibles deben considerarse únicamente el gas y el aceite.

viii) Rendimiento

Los rendimientos quedan indicados en el gráfico IV, refiriéndose la parte inferior a las turbinas de gas en circuito abierto sin intercambiador de calor, y la parte superior a las turbinas de gas con intercambiador de calor.

El consumo propio eléctrico se encuentra entre 0.8 y 2 por ciento de la potencia en bornes.

En el gráfico I se aprecia el comportamiento con carga parcial, siendo la primera curva para las turbinas de gas en circuito abierto sin intercambiador de calor, la del centro para turbinas de gas con intercambiador de calor y turbina separada para potencia útil, y la curva superior para turbinas de gas de varios ejes con refrigeración intermedia, recalentamiento intermedio e intercambiador de calor.

ix) Ventajas e inconvenientes

Ventajas

Construcción sencilla y reducido espacio ocupado

Costes de adquisición de pequeña cuantía

/Tiempos breves

Tiempos breves de puesta en marcha (sin intercambiador de calor de 8 a 15 minutos y con intercambiador de calor de 20 a 30 minutos)

El consumo de agua para refrigeración no es de importancia

Consumo eléctrico propio reducido.

Inconvenientes

Influencia del rendimiento y de la capacidad de absorción por depósitos sobre las paletas en el caso de que se empleen combustibles que contengan cenizas.

Peligro de corrosión cuando se quemen aceites residuales.

Dependencia de la potencia y del rendimiento de la temperatura exterior del aire.

Cuando se trabaje en ciclo abierto sin intercambiador de calor, se obtiene un rendimiento escaso y un comportamiento desfavorable con carga parcial.

Durante el servicio se producen muchos ruidos.

x) Aplicación y características

Las turbinas de gas que trabajan en circuito abierto, son especialmente adecuadas para cubrir las puntas dado el breve tiempo que necesitan para su puesta en marcha.

Las turbinas de gas con intercambiador de calor se han acreditado ya en servicio permanente para instalaciones medianas.

Consumo de agua

Para la refrigeración se necesitan unos 4.5 litros/kWh de agua.

Superficie ocupada

Las instalaciones de turbinas de gas sin intercambiador de calor, requieren de 0.03 a 0.07 m^2/kWh aproximadamente y las instalaciones con intercambiador de calor, de 0.04 a 0.08 m^2kW.

Volumen edificado

El espacio ocupado por las instalaciones sin intercambiador de calor, oscila entre 0.5 y 0.9 m^3/kW, y en instalaciones con intercambiador de calor de 0.6 a 1.0 m^3/kW.

/Influencia del

Influencias del lugar de colocación

Para las instalaciones sin refrigeración intermedia y sin intercambiador de calor, rige para la temperatura del aire lo que a continuación se expone:

Las variaciones de temperatura en 10 °C y en la gama comprendida entre - 10 °C y + 30 °C, originan un 12 por ciento de variación en la potencia, y un 5,5 por ciento en lo que al rendimiento se refiere si se toman como punto de partida los 20 °C.

Altura sobre el nivel del mar:

Si se modifica la altura en 300 m, varía la potencia en un 3,5 por ciento, sin que cambie considerablemente el rendimiento.

g) Máquina de émbolo libre

i) Descripción y funcionamiento

Una instalación de émbolo libre está formada por uno o varios generadores de gas con una turbina de gas dispuesta a continuación. El generador de gas es similar a la cámara de combustión incluyendo el compresor de una instalación correspondiente a una turbina de gas. Entre dos émbolos que se desplazan en sentidos opuestos y precisamente en el punto muerto, se inyecta combustible, con lo que los émbolos son impulsados en sentidos contrarios, estableciendo éstos un cojín neumático por un lado contra el émbolo exterior y aspirando aire fresco por el otro lado. Los gases procedentes de la combustión se escapan por unas hendiduras dispuestas por delante del punto muerto exterior. Al ejecutar el retroceso originado por los cojines neumáticos, se establece un barrido con el aire fresco aspirado, que es comprimido hasta alcanzar el punto muerto. La combustión se lleva a efecto con un exceso de aire tal, que los gases de la combustión contienen un 80 por ciento de aire. Con el fin de conseguir la marcha síncrona de los dos émbolos, se ha colocado un dispositivo especial.

ii) Diseño

El generador de gas suministra a la turbina un estado de entrada de 3 atm. y 455 °C. Esta trabaja con la contrapresión atmosférica.

/Prácticamente no

Prácticamente no se encuentra en servicio más que un tipo (GS. 34) de generador de gas de origen francés, suficiente para una turbina de unos 1000 CV de potencia. Sin embargo se encuentran en desarrollo otros tamaños.

iii) Gama de potencia

El escalonamiento según potencia viene dado por la magnitud del generador de gas. Para las unidades de mayor tamaño ejecutadas, de unos 6 MW, se han dispuesto 7 u 8 generadores de gas.

iv) Costes de la instalación

Los costes de la instalación quedan reseñados en el Gráfico V.

v) Amortización

De forma similar a como ocurre con las instalaciones Diesel, debe contarse con un tiempo de amortización de 10 a 15 años.

vi) Costes auxiliares y otros

Anualmente deben contarse con costes auxiliares que importan de un 4 a un 6 por ciento de los costes de la instalación.

Como es necesario utilizar gran cantidad de aceite para refrigerar y engrasar el émbolo, habrá que tener en cuenta otros gastos similares a los que origina el motor Diesel. El consumo de aceite lubrificante es de 3.2 g/kWh aproximadamente, y el de aceite refrigerante de unos 0.55 g/kWh (consúltese el párrafo 3e).

vii) Fuentes de energía

Las instalaciones de émbolo libre únicamente pueden prestar servicio con combustibles líquidos. Dado el elevado exceso de aire y la reducida temperatura de entrada en la turbina, es factible utilizar aceites pesados.

viii) Rendimiento

El rendimiento ideal se desprende del Gráfico V no dependiendo éste mucho del tamaño de la unidad.

En el Gráfico I se aprecia el comportamiento para carga parcial con dos y con ocho generadores de gas por turbina.

El consumo propio eléctrico es de un 2 a un 4 por ciento de la potencia en bornes.

/ix) Ventajas

ix) Ventajas e inconvenientes

Ventajas

Rendimiento elevado

Tiempo de arranque breve (20 a 30 minutos)

Poco espacio ocupado

Pueden quemarse aceites pesados

Inconvenientes

Unicamente puede prestar servicio con combustibles líquidos

La potencia y el rendimiento dependen de la presión y la temperatura del aire

Gran consumo de aceite para lubrificación y refrigeración

Mal comportamiento con carga parcial si por turbina se disponen pocos generadores de gas

Se necesita adicionalmente agua para refrigeración, durante el servicio se producen muchos ruidos, se necesitan muchas piezas de repuesto y los gastos de mantenimiento son elevados

x) Aplicación y características

Las instalaciones de émbolo libre será de aplicación conveniente para cubrir las puntas y para pequeñas centrales cuando puedan emplearse aceites pesados.

Consumo de agua

El generador de gas tiene que enfriarse con agua y con aceite de refrigeración, para lo cual se necesitan 35 litros/kWh aproximadamente.

Superficie ocupada

Para el edificio de la central se necesitan de 0.06 a 0.08 m^2/kW.

Volumen edificado

El volumen edificado necesario es de 0.7 a 0.9 m^3/kW aproximadamente.

Influencia del lugar de colocación

Temperatura del aire;

Si la temperatura del aire varía en 10 °C, se modificará la potencia en un 3.2 por ciento y el rendimiento en 2.3 por ciento aproximadamente.

/Altura sobre

Altura sobre el nivel del mar;

Por cada 300 m de desplazamiento en altura, la variación de la potencia importa 1.5 por ciento aproximadamente.

La potencia y el rendimiento se refieren comunmente al nivel del mar y a una temperatura del aire de 10 °C.

h) Procesos de combinacion

Todos los procesos en circuito cerrado citados en los apartados 3(c) - (g), pueden mejorarse para aproximarlos al ciclo de Carnot ideal, consiguiéndose un rendimiento termodinámico más elevado al aumentar el salto térmico. Los medios disponibles para mejorar los procesos en sí, quedan ya expuestos en los diversos capítulos (por ejemplo precalentamiento regenerativo en las centrales térmicas de vapor, turbocargadores con los gases de escape en los motores Diesel, intercambiador en las turbinas de gas, etc.). Se conseguirá aumentar aún más el rendimiento termodinámico, combinando dos o más procesos, obteniéndose así un proceso de combinación de los que existen los siguientes tipos:

Aprovechamiento del calor disipado

Este tipo empleado muy frecuentemente, consiste en que se utiliza el calor disipado en un proceso para el caldeo de otro. Para el proceso principal, el calor disipado no se considerará como pérdida, elevándose por tanto el rendimiento, con lo cual disminuyen los costes de la energía eléctrica.

Acoplamiento de procesos

Estos son los procesos de combinación propiamente dichos, que se caracterizan porque se acoplan dos o más sistemas bien directamente, bien a través de un intercambiador de calor, con el fin de elevar el salto térmico y con ellas el rendimiento global. Es lógico que al tratarse de procesos de combinación, aumenten los medios empleados y por tanto los costes de la instalación, resultando mayores que los correspondientes a los procesos simples, quedando así compensada de nuevo la mejora del rendimiento. A pesar de haberse propuesto muchas combinaciones, todavía no ha alcanzado significación práctica ninguno de estos procesos; sin embargo las centrales nucleares pueden llegar a ser un campo de aplicación para los mismos.

/i) Energía

i) Energía nuclear

i) Descripción y funcionamiento

La energía inicial se genera en un reactor en el cual tienen lugar los procesos que más adelante se describen a modo de divulgación.

El material físil (principalmente uranio) se expone a una radiación de neutrones que separa el isótopo del uranio U 235 (el uranio natural únicamente contiene el 0.7 por ciento quedando también libres por término medio 2.5 neutrones. Una parte de estos neutrones es captada por otros núcleos o se pierde en este proceso de cualquier otra forma. Sin embargo si más de uno de los neutrones liberados participan en otra fisión, se produce una reacción en cadena. En los reactores térmicos que son los que se emplean principalmente, se mejora la efectividad de los neutrones mediante un moderador, el cual mantiene la reacción en cadena. Una parte de los neutrones es captada por núcleos del uranio no físil U 238 (99.3 por ciento en el uranio natural), el cual se transforma en plutonio Pu 239, que es físil como el U 235. Si el plutonio conseguido es mayor que el consumo, se trata de un reactor autorregenerador. El material físil se introduce en el reactor en elementos que una vez consumidos tienen que ser recambiados.

Para reducir las dimensiones del reactor y elevar la duración de la combustión, puede utilizarse en lugar de uranio natural, uranio enriquecido (con más del 0.7 por ciento de U 235).

Durante la fisión se produce energía en forma de calor. Esta se cede a un prodeso en circuito cerrado a través de un medio (refrigerador), en cuyo proceso se encuentra intercalada la turbina que acciona el generador.

ii) Diseño

Actualmente se encuentran en construcción y en proyecto tantos tipos de centrales nucleares, que para describir cada uno de los tipos constructivos sería preciso extendernos más allá de lo propuesto.

Los tipos que en realidad se consideran para la generación de energía eléctria derivados de las múltiples combinaciones posibles según el estado actual del desarrollo, se agrupan como se relaciona a continuación:

/1. Reactores

1. Reactores térmicos
   a) Reactores refrigerados por gas
      Reactor de uranio natural-grafito
      Reactor de agua pesada
      Reactor de alta temperatura
   b) Reactores refrigerados por agua
      Reactor de agua ligera
      Reactor de agua pesada
   c) Reactores con refrigerantes orgánicos
   d) Reactores con refrigeración metálica
      Reactor de sodio-grafito
   e) Reactores refrigerados por vapor
      Reactor de recalentador
2. Reactores rápidos
   a) Reactores autorregeneradores refrigerados por metal

Cuando se trata de reactores de agua hirviente, el refrigerante se expansiona directamente en la turbina. Si se emplean otros refrigerantes, se conectan en serie uno o dos circuitos cerrados más, por medio de intercambiadores de calor. Los refrigerantes gaseosos que se expansionan directamente en la turbina, se utilizan únicamente en instalaciones de pequeña importancia.

iii) Gama de potencias

Los reactores experimentales y las centrales para instrucción del personal, se construyen para potencias reducidas. Para la generación de energía es conveniente construir centrales que normalmente presentan potencias en el generador superiores a 50 MW. Actualmente la potencia de la central nuclear de mayor importancia que se encuentra en construcción, es de unos 550 MW.

iv) Costes de la instalación

Los costes de instalación de las centrales americanas e inglesas (excluyendo las instalaciones de prueba), son todavía muy diversos y oscilan según sea el tamaño y el tipo del reactor entre 250 y 450 US $/kW. Sin embargo se tiene la esperanza de que en el año 1970, los costes de la instalación serán de 180 a 270 US $/kW.

/v) Amortización

v) Amortización

Para las centrales nucleares puede calcularse un tiempo de amortización de 20 años.

vi) Costes auxiliares y otros

En la actualidad los costes auxiliares por año, están comprendidos entre 1.5 y 3 por ciento de los costes de la instalación. En contraposición a una opinión muy extendida, la eliminación de cenizas requiere muy pocos gastos y está incluida en la cantidad mencionada.

Para los elementos de material físil de la primera carga incluyendo los de reserva, aparecen costes adicionales. Frecuentemente (en los EE.UU.) las entidades oficiales para la energía nuclear prestan los elementos de material físil, para lo cual es preciso abonar una cantidad en concepto de préstamo.

Deberá aplicarse la siguiente fórmula:

$$z = \frac{P}{l \cdot \eta} \cdot \frac{a_b}{v}$$

en la que

z = diversos costes en Cents./kWh

P = precio del material físil en US $/kg (véase apartado 7)

l = potencia específica del reactor en MW
potencia del reactor por ton. de carga de material físil (MW/tons.)

η = rendimiento referido a la unidad en los bornes del generador que a su vez se refiere a la potencia térmica del reactor

a_b = anualidad o derechos de préstamo para los elementos de material físil en tanto por ciento anual (normalmente 4.5 por ciento)

v = horas de marcha a plena carga por año, en horas

La pontencia específica del reactor es de 2 a 7 MW/tons. aproximadamente para el uranio natural, y para reactores térmicos enriquecidos, de 10 a 30 MW/tons. Los reactores rápidos se encuentran muy por encima de las cantidades citadas.

vii) Fuentes de energía

El material físil más importante es el U 235, 0.7 por ciento en el uranio natural el cual también puede estar enriquecido. Para medir la cantidad

/de calor

de calor liberada, se utiliza el consumo medido en MWD/ton. (megavatios día por tonelada). Cuando se opera con uranio natural, este valor es de 3000 a 7000 MWD/ton., y del uranio enriquecido (hasta el 4 por ciento) varía entre 10.000 y 20.000 MWD/ton. Cuando al mismo tiempo que se consume, se genera plutonio (reactor autorregenerador), puede venderse éste reduciendo así los gastos por combustible, que se calculan por la siguiente fórmula:

$$b = \frac{P - c \cdot P'}{0.24 \cdot H}$$

en la que

b = costes específicos del combustible en Cents./860 kcal

P = precio del material físil en US $/kg (incluyendo su preparación y transporte)

c = plutonio obtenido en gramos por kg de material físil (se trata de algunos gramos pero no más de 10 ni incluso con uranio enriquecido)

P' = ganancia por el plutonio en US $/g (actualmente unos 12 US $/g)

H = consumo por tonelada de material físil en MWD/ton.

El precio del material físil P depende del enriquecimiento y aproximadamente es de:

Enriquecimiento en %	0.7	1	2	3	4
P en US $/kg aprox.	80	130	320	500	700

viii) Rendimiento

Si se parte del calor desprendido en el reactor, las nuevas centrales nucleares trabajan con un rendimiento de más del 28 por ciento referido a la potencia en bornes del generador.

Según sea el tipo del reactor, el consumo propio eléctrico varía entre 5 y 16 por ciento.

El comportamiento con carga parcial depende del ciclo del proceso aplicado.

/ix) Ventajas

ix) Ventajas e inconvenientes

a) Ventajas

Gran aprovechamiento de la energía del combustible

Elevado rendimiento

Nueva fuente de energía una vez que se hayan terminado las existencias mundiales de combustibles fósiles

b) Inconvenientes

Los costes de la instalación son muy elevados en la actualidad

Peligro de radiaciones y por tanto empleo de dispositivos especiales de apantallamiento.

Preparación y producción de combustible a precio elevado

x) Aplicación y características

Algunos de los tipos de centrales nucleares que en la actualidad se encuentran en desarrollo, podrán trabajar en un futuro próximo de forma económica, constituyendo grandes unidades. Se encuentran en estado de desarrollo algunos tipos constructivos de reactores que en un futuro más lejano podrán llevar a la realidad unos precios de la energía eléctrica que no podrán ser conseguidas con centrales térmicas.

No se citan las características porque todavía son muy diferentes entre sí. Unicamente hay que considerar que en la actualidad se necesita mucha cantidad de agua (aproximadamente el 50 por ciento más que la necesaria para una central térmica de vapor de la misma importancia).

FIGURE I

GRAFICO I

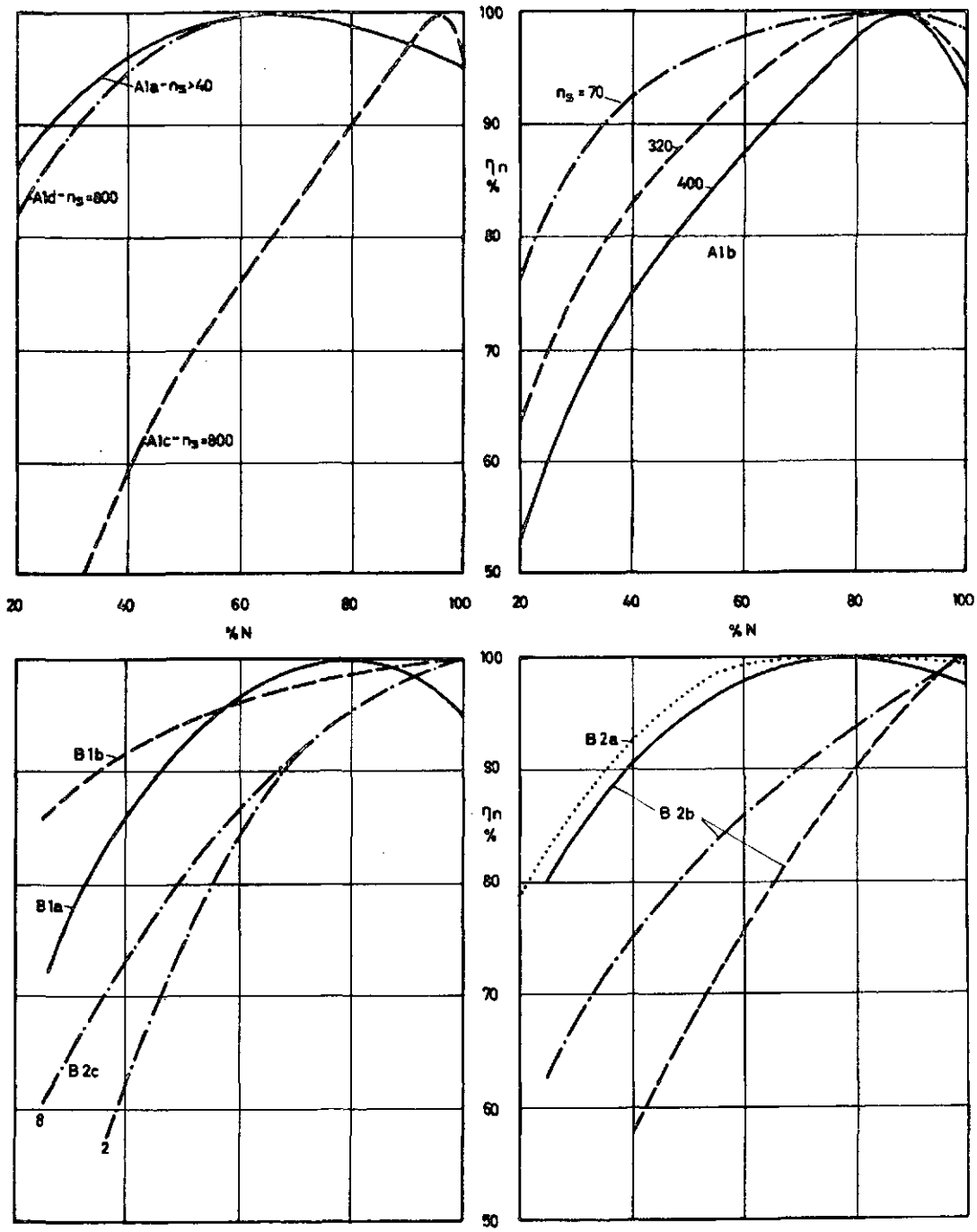

FIGURE 11

GRAFICO 11

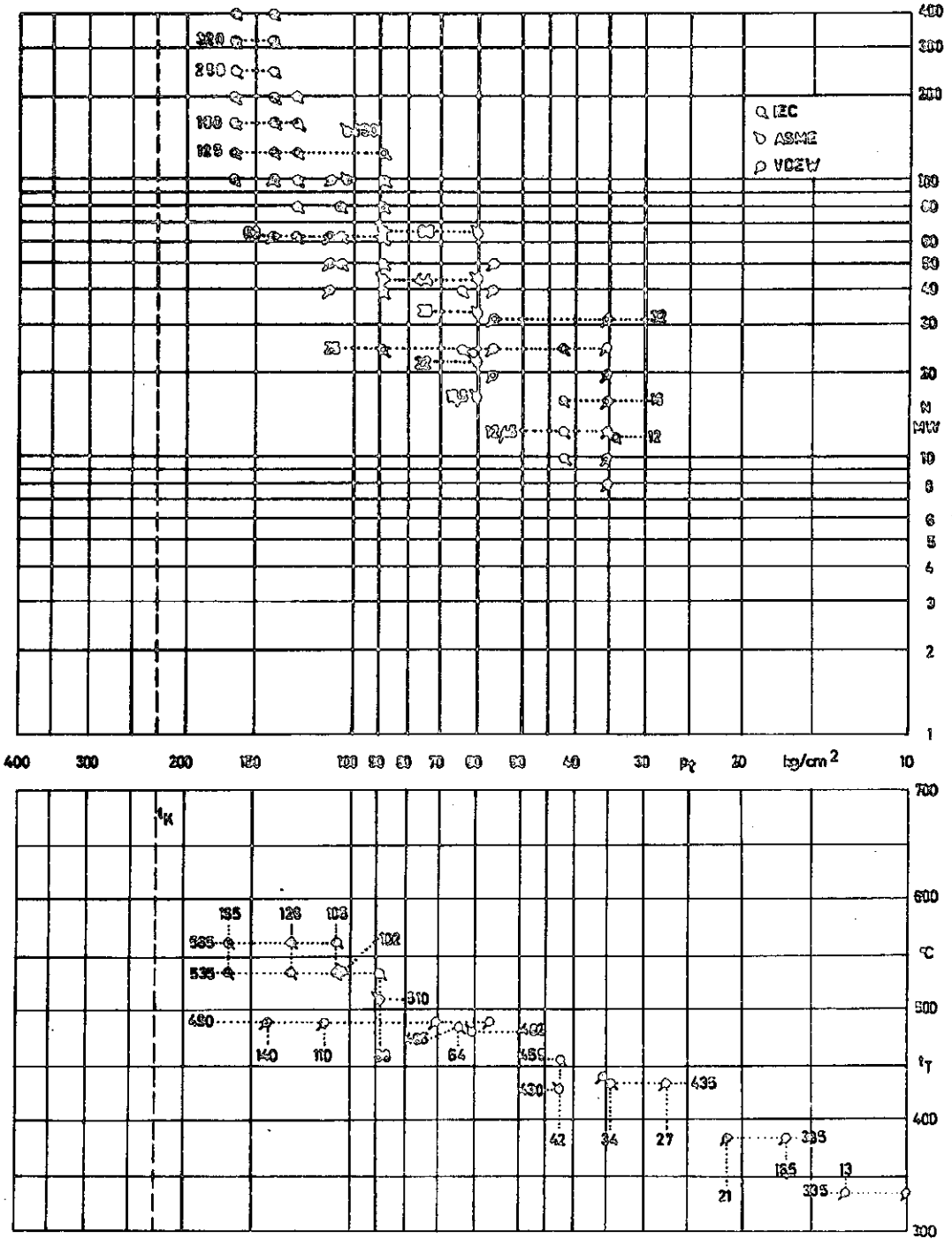

FIGURE III

GRAFICO III

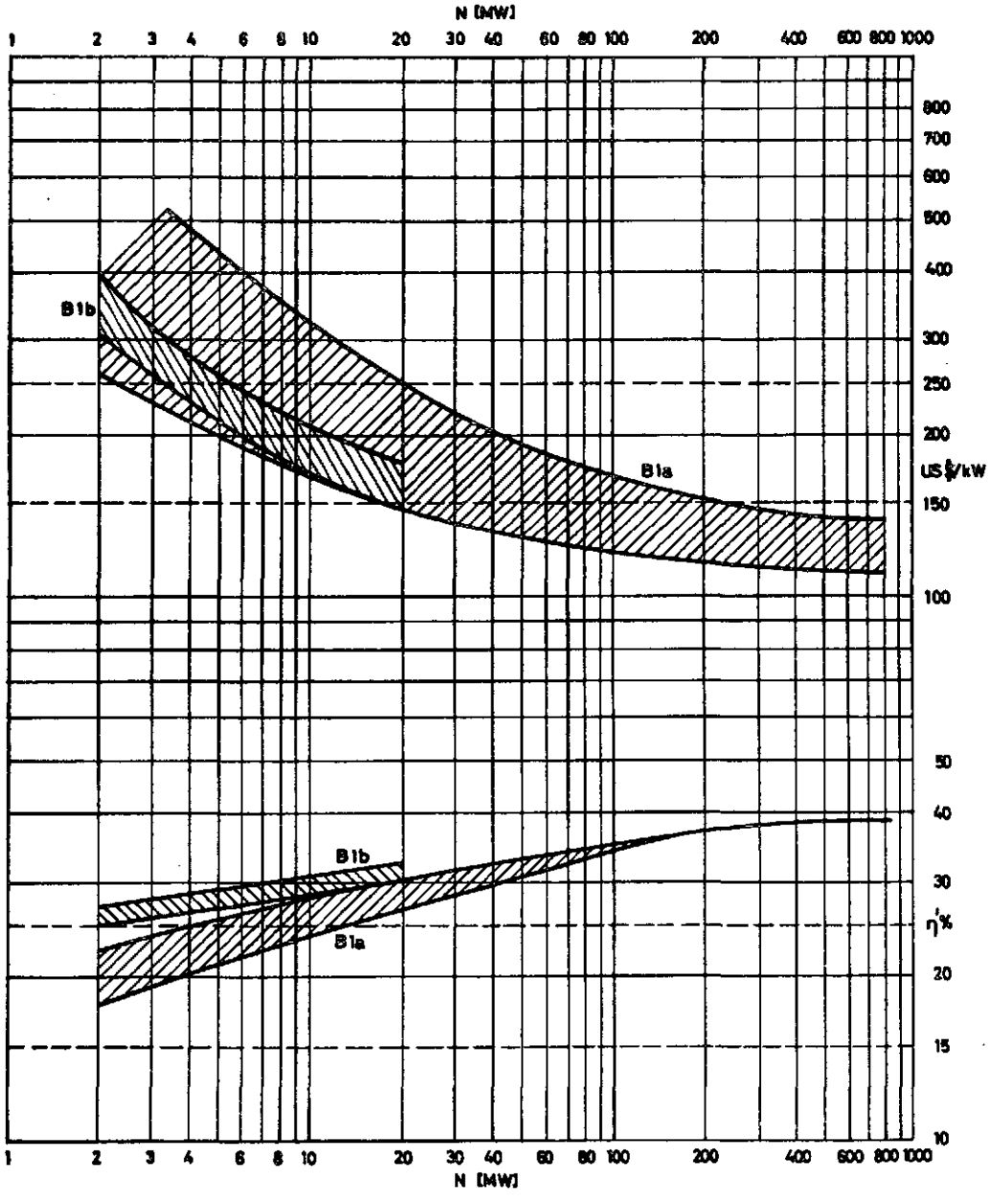

FIGURE IV

GRAFICO IV