

LA CENTRAL TERMICA DE BOCAMINA

Por B. LOPEZ MAJANO*

Los aumentos progresivos en los tonelajes de carbones que por destinarse a industrias que precisan calidades limpias deberán lavarse a porcentajes de cenizas notablemente inferiores a los que hoy se obtienen en la gran mayoría de nuestros lavaderos, incrementarán paulatinamente la producción de «carbones pobres», es decir, de productos con contenidos en cenizas variables entre el 30 y el 50 por %, con potencias caloríficas insuficientes para admitir gastos en su transporte.

El buscar a estos carbones salidas que puedan ser remuneradoras para los productores, tendrá la doble ventaja de aprovechar unas calorías que de otro modo resultarían perdidas, y de hacer posible un lavado más económico (y por lo tanto más a fondo si ello es necesario) de las categorías de granos y menudos.

Para resolver este problema es normal hoy la instalación de Centrales térmicas de bocamina, para quemar los carbones pobres en calderas de pulverizado que generan vapor a elevada presión y alta temperatura.

En estas Centrales modernas, la técnica actual logra consumos de 3.000 Kcal/kWh, por lo que de la producción actual asturiana, por ejemplo, de carbones pobres (que puede cifrarse en 600.000 toneladas anuales) se podrían obtener aproximadamente 800 millones de kWh al año, que se podrían producir con una potencia instalada de unos 130.000 kW funcionando como Centrales base con una utilización próxima a las 6.000 horas, que es normal para este tipo de Centrales.

Extendiendo esta consideración a las demás zonas carboneras en las que, al igual que en la asturiana, existen y están proyectadas Centrales modernas, se puede tener una idea de la aportación que la instalación de Centrales térmicas de bocamina podrá hacer a la producción eléctrica española. Contando con los aumentos previsibles en la producción de hullas, y utilizando ciertos lignitos y otros carbones pobres, puede concluirse la necesidad de incrementar la instalación de térmicas hasta una escala suficiente para producir 3.000 millones de kWh anuales, cantidad modesta en relación con las cifras totales que se prevén necesarias para un futuro próximo en orden al desenvolvimiento progresivo industrial español, pero de una cuantía tal que el llegar a ella supondría aprovechar racionalmente los combustibles pobres actuales y futuros y, quizás, permitir el desarrollo de explotaciones mineras que, a causa de la pobre calidad de sus reservas, no podrían desenvolverse económicamente de no contar con esta salida lógica de sus carbones.

No cabe duda pues de que la Central térmica de bocamina es un tema de la máxima actualidad y del mayor interés, no sólo desde el punto de vista eléctrico, sino también en relación con el problema general del aprovechamiento racional de los combustibles sólidos españoles.

Por ello, hemos solicitado de un especialista en estas cuestiones el envío de un trabajo sobre este tema, al objeto de procurar a nuestros lectores una documentación puesta al día sobre el mismo.

LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA EN ESPAÑA

Para hacerse cargo de los límites y proporciones en que las Centrales térmicas deben contribuir al suministro de energía

eléctrica al mercado español, lo primero que interesa es analizar la situación actual de la demanda de esta energía en nuestro país, así como evaluar las probables necesidades futuras de España.

* Ingeniero de Minas, Jefe de Explotación de la Compañía Eléctrica de Langreo, S. A.

SITUACION ACTUAL. MERCADOS REAL Y POSIBLE

Con arreglo a los datos adelantados por UNESA, la producción de energía eléctrica en España en 1953 puede cifrarse en 10.200 millones de kilowatios-hora, de los que 8.000 millones corresponden a Centrales hidráulicas, y 2.200 millones a térmicas.

Como las pérdidas en la transmisión de esta energía, debido principalmente a los transportes por líneas de poca capacidad entre las distintas zonas, han sido considerables, se puede suponer que tales pérdidas han alcanzado un 26% del total, es decir, 2.650 millones de kWh. Quedan así 7.550 millones de kWh como consumo real del mercado español en el año 1953.

El mercado posible en dicho año se puede calcular añadiendo a la cantidad anterior la representativa de las restricciones, estimadas provisionalmente en 426 millones de kWh en anexo a la circular número 362 de UNESA, y la cantidad indicativa del «frenado» del consumo.

Es lógico que en las condiciones actuales de escasez y restricciones frecuentes de energía el consumo no crezca libremente, sino que mantenga una cierta reserva o «frenado», cuya cuantía puede estimarse igual a las restricciones efectivas, o sea 426 millones de kWh en 1953.

De esta manera, el total del mercado posible español en dicho año se elevaría a 8.402 millones de kilowatios hora.

POTENCIA ACTUAL INSTALADA

La potencia instalada a fines del año 1953 era, según datos del Sindicato Vertical de Agua, Gas y Electricidad, de 4.411.245 kW, de los que 3.301.464 son hidráulicos y 1.109.781 térmicos.

HORAS DE UTILIZACION ACTUALES

De acuerdo con las cifras citadas, resultan las siguientes horas de utilización en el año 1953:

totales: $10.200/4,411245 = 2.320$.
hidráulicas: $8.000/3,301464 = 2.420$.
térmicas: $2.200/1,109781 = 1.985$.

EVALUACION DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA EN LOS AÑOS DEL PERIODO 1954-1963

Para evaluar la demanda de energía en los años comprendidos entre 1954 y 1963, ambos inclusive, partimos de una producción para el año 1953 igual a la suma de la producción real en ese año (10.200 millones de kWh) y de las restricciones efectivas durante el mismo (426 millones de kWh), sin tener en cuenta las pérdidas exageradas de líneas, que han de ir disminuyendo en el período que consideramos a medida que se vayan poniendo nuevas líneas en servicio. Este exceso de pérdidas, anormal a todas luces, se ha de compensar aproximadamente con el «frenado» del mercado, que tampoco tenemos en cuenta.

Partimos pues en definitiva de una demanda en el año 1953 igual a 10.626 millones de kilowatios-hora, de manera que, suponiendo, de acuerdo con la circular número 362 de UNESA, un crecimiento medio anual del 8 por ciento, tendremos la siguiente demanda de energía para los años 1954 a 1963:

Años	Demanda de energía eléctrica en millones de kWh
1954	11.477
1955	12.397
1956	13.392
1957	14.468
1958	15.682
1959	16.890
1960	18.252
1961	19.700
1962	21.256
1963	23.000

cuyos valores se representan en la figura 1.

DEFICIT ANUAL EN EL PERIODO 1954-1963

Para hacer frente a esta demanda, tenemos los nuevos grupos que se detallan en

el cuadro número 1, con una potencia total instalada de 1.476 MW. Esta potencia supone, con las 3.003 horas medias de utilización del período 1943-1953, un total de 4.420 millones de kWh, que, repartidos entre los cinco años en que se considera se pondrán en servicio los grupos indicados en el cuadro, dan un incremento anual de 885 millones de kilowatios-hora.

Resulta así el déficit anual de energía eléctrica que se indica en el cuadro número 2 y en la figura 1.

OBSERVACIONES

Como son estas cifras las que nos van a servir de base en lo que sigue, creemos oportuno destacar respecto a ellas las siguientes circunstancias:

—El crecimiento medio del mercado se ha supuesto solamente del 8 por ciento, cuando se ha comprobado en los períodos hidráulicamente buenos, como el primer trimestre de 1951, que llegaba a ser del 14 por ciento.

Además, no se han tenido en cuenta ciertos aumentos importantes del consumo como consecuencia de la realización de algunos planes nacionales de gran envergadura, tal como la electrificación de ferrocarriles, etc.

—Se ha prescindido del efecto del «frenado» del mercado.

—Las pérdidas, que representan en el período 1943-1952 un porcentaje medio del 24,45, han de disminuir en el período 1954-1963, lo que compensará en parte los efectos desfavorables de los dos apartados anteriores.

—No se ha tomado tampoco en consideración en la producción de las nuevas Centrales el 10 por ciento de reserva de potencia instalada con que se deben prever estas plantas.

—Para el período comprendido entre los años 1959 y 1963, se supone se sigue construyendo al ritmo de los años 1954 a 1958, según se ve en la figura 1.

¿CENTRALES HIDRAULICAS O CENTRALES TERMICAS? :: ::

Es imposible decidirse por la construcción de unas u otras exclusivamente para atender al aumento de la demanda de un mercado ideal. Únicamente considerando detenidamente cada nación en particular, estudiando sus recursos de todo orden y sus necesidades de energía, es posible llegar a fijar la proporción en que cada una de las dos clases de Centrales puede hacer frente al crecimiento de la demanda del mercado.

Antes de entrar en el estudio del caso español, conviene recordar cuáles son las principales semejanzas y diferencias entre los dos tipos de Centrales, hidráulicas y térmicas, y llevar a cabo una comparación entre ambas desde el punto de vista económico, insistiendo con un criterio constructivo en las semejanzas, contrariamente a lo que suele hacerse al estudiar comparativamente dos soluciones a un mismo problema técnico buscando exclusivamente diferencias que las oponen encarnizadamente, como si hubieran de destruirse y anularse, olvidando que en la mayor parte de los casos la mejor solución es una síntesis armoniosa de ambas.

SEMEJANZAS ENTRE LAS CENTRALES HIDRAULICAS Y TERMICAS

- 1.^a Nacen todas del hecho fundamental, tan sencillo que a veces se olvida, de que la misión de ambas clases de Centrales es la misma: producir energía eléctrica. Esto supone la preexistencia de energía potencial y su transformación en energía dinámica.
- 2.^a Esta energía dinámica es precisamente energía eléctrica, lo que obliga a disponer de unas máquinas y aparatos que, por ser de costo elevado, podemos denominar «caros». Pero con esta denominación queremos indicar además que tales máquinas y aparatos deben cumplir unas condiciones muy severas en cuanto a rendimiento y seguridad, por ser las nodrizas de toda la industria actual. Estas condiciones obligan a disponer de una industria extraordinariamente adelantada y experta en la construcción de dichas máquinas y aparatos, o a importarlos

CUADRO NUMERO 1

Nuevas Centrales más importantes productoras de energía eléctrica y ampliaciones que se estima entrarán en servicio después del año 1953

OBRA	Provincia	Zona	SOCIEDAD	Núm. ANN.	RIO O TERMICA	Potencia en KVA puesta en servicio después de 1953	Producción posible anual en millones de KWH.	OBSERVACIONES
San Esteban	Orense	NO	Salto del Sil, S. A.	118	Sil	800.000	587	4 grupos de 75.000 KVA cada uno
Saucelle	Salamanca	CN	Iberduero, S. A.	—	Duero	196.000	788	3 grupos de 65.000 KVA cada uno
Escatrón	Teruel	Ar	E. N. C. A. S. O.	18	Térmica	150.000	500	Ampliación 4.º y 5.º grupos
Canellas	Lérida	Cat	E. N. H. E. R.	—	N. Ribagorzana	86.600	113	
Guardia	Lérida	Cat	E. N. H. E. R.	—	N. Ribagorzana	80.000	308	
Montefurado	Lugo	NO	Salto del Sil, S. A.	114	Sil Bibey	77.200	300	
Entrepeñas y Buendía	Guadalajara	CL	Unión Eléctrica Madrileña	67	Tajo y Guaditela	75.000	275	3 grupos de 25.000 KVA cada uno
Arias	Lérida	Cat	Productora Fuerzas Motrices	88	Garona	72.000	200	2 grupos de 36.000 KVA cada uno
Valencia	Valencia	CL	Hidroeléctrica Española	106	Térmica	62.500	150	
Bárcena	León	NO	E. N. E. S. A.	168	Sil	50.000	100	
San Juan	Avila	CN	Salto del Alberche	189	Alberche	50.000	100	
San Adrián	Barcelona	Cat	Riegos y Fuerzas del Ebro, S. A.	102	Térmica	50.000	90	
Caldas	Lérida	Cat	E. N. H. E. R.	—	Noguera del Tor	35.800	97	
Barrios de Luna	León	NO	Eléctricas Leonesas, S. A.	89	Luna	32.000	88	Poqueira I, 13.000; Poqueira II, 17.000
Poqueira	Granada	And	Hidroeléctrica del Sur	187	Poqueira	30.000	90	
Pont de Montañana	Lérida	Cat	E. N. H. E. R.	—	N. Ribagorzana	30.000	90	
Cijara	Badajoz	And	Salto del Cijara	63	Guadiana	30.000	90	
Aranza y Vilain	León	NO	Hidroeléctrica de Galicia	—	Sil	27.000	82	
Alto Sil, salto n.º 3	Pontevedra	NO	Hidroeléctrica de Lugo	125	Oitaven (Miño)	25.100	50	
Aliaga	Teruel	And	Eléctricas Reunidas de Zaragoza	1	Térmica	25.000	120	3.º grupo. Los 2 primeros en 1950
Susqueda y Carós	Gerona	Cat	Salto del Ter	193	Ter	24.600	50	2 grupos de 12.300 KVA cada uno
Llauset II	Lérida	Cat	E. N. H. E. R.	—	N. Ribagorzana	23.300	57	
Bosost	Lérida	Cat	Productora Fuerzas Motrices	151	Garona	21.800	70	2 grupos de 10.900 KVA cada uno
Castrelo	La Coruña	NO	S. E. Carburos Metálicos	180	Jallas	20.000	60	2 grupos de 8.000 y uno de 4.000
Bohí	Lérida	Cat	E. N. H. E. R.	—	Noguera del Tor	19.100	79	2.º grupo. El 1.º en 1953
Regueiro Negro	Orense	NO	Sdad. Gallega de Electricidad	—	Mao	16.300	49	
Menuza	Lérida	Cat	E. N. H. E. R.	—	Noguera del Tor	14.000	21	
Termens	Zaragoza	Ar	Electro-Metalúrgica del Ebro	190	Ebro	12.800	60	2 grupos de 6.400 KVA cada uno
Balaguer	Lérida	Cat	Salto de Cataluña, S. A.	167	Segre	12.000	55	
Santa Ana	Lérida	Cat	E. N. H. E. R.	150	Segre	11.400	57	
Barradós	Lérida	Cat	E. N. H. E. R.	—	N. Ribagorzana	11.200	47	
Fuente de la Reja y II	Granada	Cat	Productora Fuerzas Motrices	178	Garona	11.000	42	2 grupos de 2.000 y tres de 2.100
La Novia	Albacete	CL	Hidroeléctrica del Sur	131	Veleta	9.000	31	
Gállego	Huesca	Ar	Cía. Riegos de Levante, S. A.	181	Zumeta	7.665	27	
Canales del Taibilla	Murcia	CL	D. Fermín M.ª Piedraíta	132	Gállego	6.500	22	
Araguil	Navarra	CN	M. Canales del Taibilla	127	Taibilla	6.400	20	
Biciberri	Lérida	Cat	N. Puente de Anoz	176	Araguil	6.100	18	2 grupos de 1.950 y dos de 1.250
Ballera	Lérida	Cat	E. N. H. E. R.	—	N. Ribagorzana	6.000	14	
			E. N. H. E. R.	—	N. Ribagorzana	6.000	15	
						1.732.665		
			Aumento de potencia, instalada después de 1953		Hidráulica. { Térmica .. {	1.445.165		
			TOTAL.....			287.500		
						1.732.665		

- como único medio de poder llegar a crear auténticas fuentes de riqueza en el territorio nacional.
- 3.^a Por la misma razón de seguridad del conjunto de la instalación que acabamos de apuntar, hay que disponer de personal bien entrenado para la vigilancia y revisión de las mismas, en mayor o en menor número.
 - 4.^a El emplazamiento de las Centrales no depende rigidamente del de los centros de consumo, puesto que la energía eléctrica se transporta en inmejorables condiciones de seguridad y economía.
 - 5.^a Es preciso disponer de unas fundaciones sólidas para las turbinas y generadores.
 - 6.^a Debe existir la posibilidad de ampliar las instalaciones.
 - 7.^a Hay que contar con buenos medios de acceso.
 - 8.^a Deben disponer de unos beneficios holgados que les permitan atraer a los capitales necesarios para la financiación, pese a los riesgos y eventualidades de semejante industria, así como atender a la renovación del material que no cumpla ya con las condiciones primordiales de seguridad y rendimiento antes indicadas.

CUADRO NUMERO 2

Déficit de energía eléctrica en España, en millones de kWh, para el período 1954-1963

Año	Demanda	Producción	Déficit
1953	10.626	10.200	426
1954	11.477	11.085	392
1955	12.397	11.970	427
1956	13.392	12.855	537
1957	14.468	13.740	728
1958	15.632	14.625	1.007
1959	16.890	?	?
1960	18.252	?	?
1961	19.700	?	?
1962	21.750	?	?
1963	23.000	?	?

DIFERENCIAS ENTRE LAS CENTRALES HIDRAULICAS Y LAS CENTRALES TERMICAS

Se derivan todas de la diferente manera en que está almacenada la energía potencial que se va a convertir en energía cinética, en su forma de energía eléctrica. En las Cen-

trales hidráulicas, la energía potencial depende del desnivel y del caudal del tramo de agua que se quiere aprovechar, mientras que en las Centrales térmicas se utiliza la energía potencial almacenada en el combustible, que depende del poder calorífico del mismo.

Las Centrales hidráulicas necesitan, aparte de las condiciones comunes a ambas clases de Centrales, ya indicadas, las siguientes:

- a.—Existencia de un tramo de una corriente de agua donde se pueda disponer de cierto desnivel y de un caudal cuya variación en el curso del año pluviométrico medio sea conocida.
- b.—Concesión legal del aprovechamiento del tramo de agua.
- c.—Posibilidad de una buena cimentación y una impermeabilidad absoluta para la construcción de la presa correspondiente.
- d.—Obras de fábrica para la retención y conducción del agua del aprovechamiento hasta la cámara de carga, y tubería forzada desde ésta hasta las turbinas.
- e.—Utilización de turbinas hidráulicas para mover los generadores que han de producir la energía eléctrica.
- f.—Posibilidades de instalación de las líneas de transmisión pertinentes.

Las Centrales térmicas precisan, aparte de las condiciones comunes a ambos tipos de Centrales, las siguientes:

- A.—Existencia de combustible para el consumo diario, que ha de procurarse en las mejores condiciones económicas posibles, ya que el carbón es, con mucha diferencia, el capítulo más importante del costo de explotación.
- B.—Obras de fábrica e instalaciones auxiliares para el almacenamiento y manutención del combustible.
- C.—Producción de vapor de agua (no consideramos otros ciclos por estar todavía en plan experimental), lo que supone los correspondientes generadores con todo su equipo auxiliar, personal y consumo de efectos necesarios, así como la facilidad de evacuación de escorias y la eliminación de cenizas de los humos de combustión.
- D.—Utilización de turbinas de vapor para mover los generadores que han de producir la energía eléctrica.
- E.—Recuperación del vapor de agua para su nueva

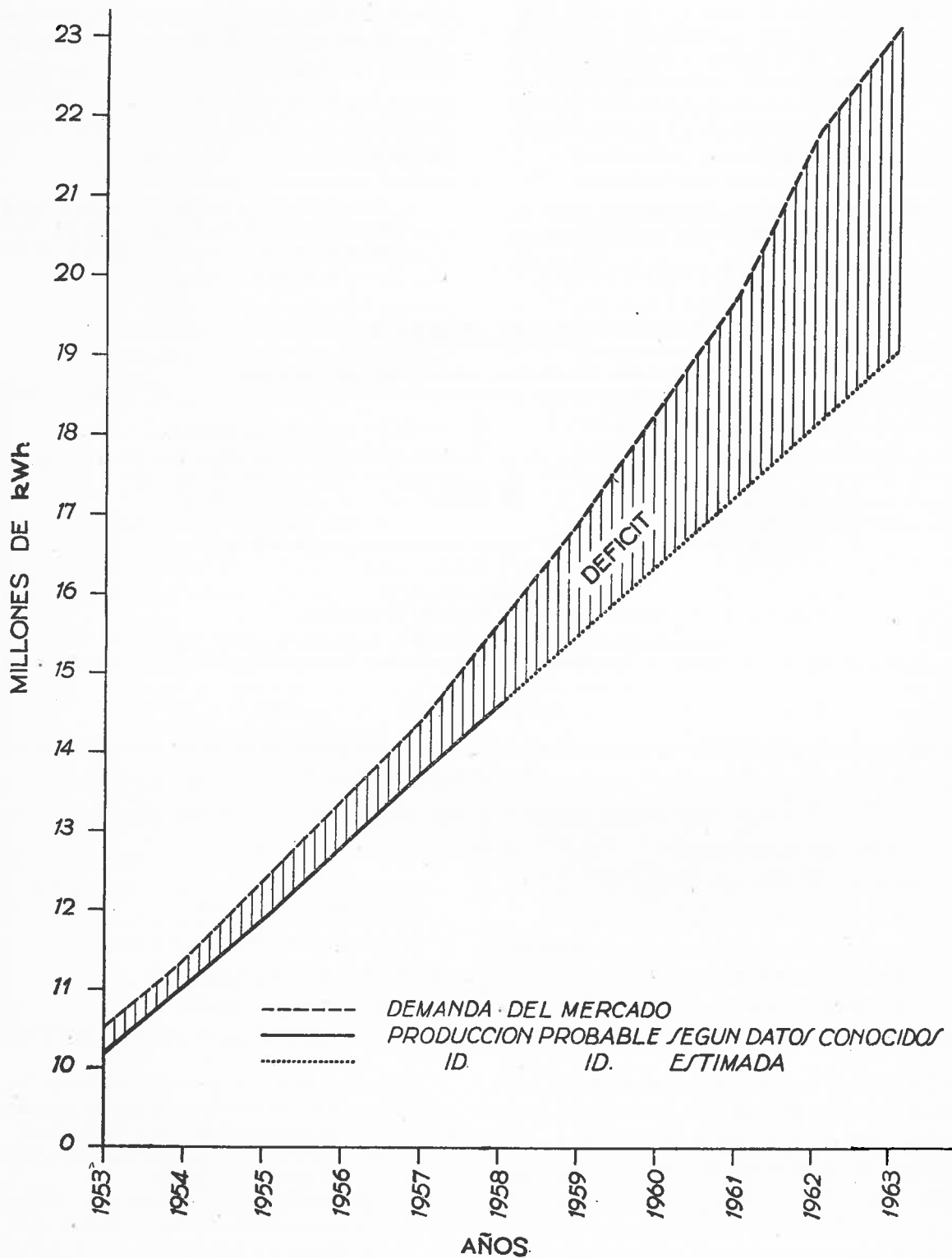


Fig. 1: Gráfico superpuesto del aumento de la demanda de energía eléctrica y del aumento de producción probable de los años 1954 a 1963

utilización en las calderas, lo que exige disponer de agua para la refrigeración, de condensadores y de las bombas y máquinas auxiliares correspondientes (no se consideran otras turbinas que las de condensación, dado que éstas son las predominantes en la producción de energía eléctrica).

El cuadro número 3 presenta, para su más fácil comparación, un resumen de las condiciones que deben reunir las Centrales

termoeléctrica, de estudios, investigaciones y experiencias industriales destinados a disminuir su importancia. Los continuos progresos logrados en este sentido han conducido hasta el día de hoy a las siguientes realizaciones:

- 1.—El rendimiento de las Centrales ha aumentado extraordinariamente, llegando a 2.500 Kcal por kWh, al hacerlo los de los ciclos de vapor de agua utilizados a base de:

CUADRO NUMERO 3

Condiciones necesarias a ambos tipos de Centrales

Centrales hidráulicas	Centrales térmicas
<u>Comunes</u>	
(Por la transformación de energía potencial en energía eléctrica)	
Máquinas y aparatos caros.	
Personal experto.	
Independencia de los centros de consumo.	
Buenas fundaciones.	
Facilidades de ampliación.	
Fácil acceso.	
Rentabilidad fuerte.	
<u>No comunes</u>	
(Por la clase distinta de energía potencial utilizada)	
Tramo de agua en condiciones.	Combustible para su consumo.
Concesión legal de su aprovechamiento.	Obras de fábrica y auxiliares para almacenamiento y manejo del combustible.
Vaso en condiciones.	Producción de vapor de agua.
Obras de fábrica para retención y conducción del agua y tubería forzada.	Utilización de turbinas de vapor.
Utilización de turbinas hidráulicas.	Recuperación del vapor de agua.

hidráulicas y las térmicas. Comparando las condiciones indicadas en este cuadro, que se han tratado con más detalle en las páginas anteriores, nos encontramos con que las Centrales térmicas presentan, con relación a las hidráulicas, los inconvenientes y ventajas que se resumen en el cuadro número 4.

Los inconvenientes indicados en este cuadro han sido objeto, desde los comienzos mismos de la producción de energía

- a) Aumento de la presión del vapor, llegando a 168,5 Kg en la válvula de admisión de la turbina y estando en proyecto subir hasta la presión crítica del vapor de agua (220 Kg/cm²).
- b) Aumento de la temperatura del vapor, paralelamente al aumento de la presión, llegando a temperaturas de 566 grados y estando en proyecto llegar hasta cerca de los 600 grados.
- c) Recalentamiento del vapor en la caldera una vez que se ha expandido en el

cuerpo de alta de la turbina, para que entre a los otros cuerpos de ésta a una temperatura próxima a la de admisión en el primero.

- d) Sustracción de vapor de la turbina, una vez que ha realizado parte de su trabajo, para utilizarlo en el recalentamiento del agua de alimentación en un número variable de escalones.
- e) Aumento del rendimiento de los equipos de condensación, que pueden lograr un alto vacío.
- f) Utilización de economizadores y calentadores de aire, cuyo empleo permite disminuir grandemente las pérdidas ocasionadas por los gases de escape de la chimenea.
- g) Utilización de equipos de regulación automática de la combustión, que mantienen permanentemente en los hogares las mejores condiciones, disminuyendo las pérdidas por inquemados y haciendo

sola unidad el vapor necesario para alimentar una turbina de hasta 250 MW, y pueden conseguirse turbinas de un solo cuerpo de 200 MW, turbinas tandem-compound de 300 MW, y turbinas cross-compound de 500 MW.

- 4.—Se fabrican cámaras de combustión para calderas provistas de paredes con circulación de agua, que reducen considerablemente el material refractario en la parte del hogar donde las paredes están expuestas a las mayores temperaturas.
- 5.—En la mayoría de las Centrales modernas ha sido posible reducir al 1 % el agua adicional, y este agua puede además obtenerse en un grado químicamente puro por destilación o desmineralización.
- 6.—El empleo intensivo de equipos automáticos de Central ha hecho posible una fuerte disminución de la mano de obra necesaria.
- 7.—La eliminación de cenizas volantes de los humos de combustión se consigue con rendimientos hasta del 99 % con los precipitadores elec-

CUADRO NUMERO 4

Inconvenientes y ventajas de las Centrales térmicas

CENTRALES TERMICAS	
Inconvenientes	Ventajas
<p>Consumo de combustible.</p> <p>Necesidad de más personal.</p> <p>Mayor consumo de efectos.</p> <p>Mayores gastos de conservación y reparación como consecuencia de la mayor complejidad de la maquinaria.</p> <p>Evacuación de escorias y eliminación de las cenizas volantes.</p>	<p>Independencia de las condiciones meteorológicas.</p> <p>Potencia unitaria de las turbinas prácticamente ilimitada.</p> <p>Mayor libertad para la elección del emplazamiento, que no depende del tramo aprovechable de la corriente de agua.</p> <p>Mayor facilidad, por tanto, para la instalación de las líneas de transmisión de energía pertinentes.</p> <p>Menos obra de fábrica.</p>

posible llegar a rendimientos del 92 % para las calderas.

- 2.—Actualmente, gracias a los equipos existentes, se pueden utilizar casi todos los carbones, desde el lignito a las antracitas, con humedades de hasta el 60 % y cenizas de hasta el 40 % sobre carbón seco, logrando, asimismo, suficiente flexibilidad para poder preparar y quemar en una misma instalación carbones de calidades variables.
- 3.—Se construyen equipos de combustión, calderas y accesorios, capaces de producir en una

tróstáticos, pudiendo además utilizarse el polvo recogido para la fabricación de ciertas clases de cementos.

- 8.—La evacuación de escorias se realiza fácilmente con los equipos modernos, con una mínima intervención de la mano de obra.

CONSIDERACIONES ECONOMICAS GENERALES

Las distintas exigencias de las dos clases de Centrales se traducen, en definitiva, en

el costo del kWh producido, factor éste decisivo en cuanto a la elección de la Central que se ha de construir, y que nos puede dar por tanto en cada caso particular la solución al problema de la elección entre energía hidroeléctrica o de origen térmico.

La predeterminación del costo de la producción de energía eléctrica, que es en el fondo el problema que se discute, es bastante compleja e incierta, por cuanto, a diferencia con la industria manufacturera, donde se pueden determinar previamente las influencias específicas del coste del capital y de la marcha del ejercicio sobre el producto acabado, en la industria eléctrica nos encontramos con que el «factor de utilización» de la Central que se considera puede variar entre amplios límites, ejerciendo esta variación una decisiva influencia sobre el precio de costo del kWh.

Para las Centrales hidráulicas con agua fluyente, sin embalse de regulación, el costo del kWh producido depende sobre todo del coeficiente de utilización efectivo de la Central, esto es, de la relación entre la energía producida y la que se pueda producir con el caudal disponible en el año medio hidrológico. Este coeficiente de utilización depende, en gran medida, de si la Central marcha aislada o interconectada con otras Centrales provistas de embalse de superregulación, o con Centrales térmicas de integración.

Para las Centrales hidráulicas con embalse de regulación para trabajar exclusivamente en los períodos de aguas bajas, el costo del kWh producido depende, sobre todo, del coeficiente de utilización del embalse en sí, puesto que la carga fija correspondiente a las obras de fábrica necesarias para el mismo representa un porcentaje muy elevado del costo del kWh.

Para las Centrales térmicas de integración, las variaciones de las cargas fijas y de los gastos de explotación ejercen una influencia sobre el costo del kWh producido muy difícil de determinar previamente, por cuanto dependen, esencialmente, de las ho-

ras de utilización de las Centrales hidroeléctricas con las que está interconectada, horas que pueden variar, según las incidencias meteorológicas, entre límites muy amplios.

Para las Centrales térmicas de base, las horas de utilización pueden alcanzar una cifra muy elevada puesto que las paradas para revisiones o por averías suponen solamente de 500 a 600 horas anuales, con lo que, teniendo en cuenta las variaciones lógicas de la producción de la Central, se puede dar 6.500 horas anuales como cifra media para la utilización de Centrales de este tipo. En este caso, como en todo aquel caso particular en que podamos determinar previamente las horas de utilización de una Central, el problema se simplifica enormemente.

La dificultad e incertidumbre con que se tropieza al tratar de determinar el costo de producción de la energía eléctrica que se ha de producir en una Central en proyecto, aumenta cuando se quiere calcular el costo de la energía referido al centro de consumo, ya que aquí entran en juego otros factores, que son asimismo muy aleatorios y difícilmente predeterminables, como por ejemplo:

- distancia a que se ha de transportar la energía,
- costo de la línea de transporte,
- pérdidas en la transformación y en líneas,
- densidad del consumo,
- carga absorbida por el usuario, etc.

Otro elemento importante, que hay que tener asimismo en cuenta en la determinación del costo efectivo de la producción, es la necesidad de contar con cierto margen entre las disponibilidades normales de energía correspondientes a un año y medio y la demanda del consumo de la misma, es decir, de una reserva capaz de hacer frente a situaciones especiales, tales como un año excepcionalmente seco, un aumento imprevisto de consumo de los usuarios antiguos o de usuarios nuevos que ponen las instalaciones en servicio, y averías en las Centrales o líneas de transporte de energía.

CUADRO NUMERO 5

Gastos de inversión de Centrales hidroeléctricas norteamericanas
(Datos tomados de los Yearly Reports of Federal Power Commission.)

Proyecto núm.	Nombre de la Compañía	Central	Potencia en HP			Costo indicado \$	Costo en \$ por kW de la	
			Primaria	Actual	Futura		Potencia primaria	Potencia instalada
1.025	Safe Harbor Water Power Corp.	Safe Harbor	25.707	255.000	510.000	24.995.111,74	1.350	136
432	Carolina Power and Light Co.	Waterville	28.760	139.500	139.500	13.764.856,51	807	139
82	Alabama Power Co.	Mitchell	21.760	72.000	93.000	10.646.056,96	678	206
618	Alabama Power Co.	Jordan	30.400	146.800	180.000	13.047.334,50	600	124
349	Alabama Power Co.	Martin	37.750	135.000	180.000	17.551.299,53	650	181
459	Union Electric Light and Power Co.	Bagnell	15.000	201.000	268.000	36.024.117,21	3.350	250
346	Minnesota Power and Light Comp.	Blanchard	5.900	18.000	24.000	3.451.175,25	816	266
135	Portland General Electric Co.	Oak Grove	41.400	88.000	88.000	9.546.593,24	322	151
637	Chelan Electric Co.	Chelan	54.000	68.000	136.000	11.067.055,53	285	227
619	Feather River Power Co.	Bucks Creek	33.100	67.000	67.000	9.564.549,87	404	199
487	Pennsylvania Power and Light Co.	Wallenpaupack	8.148	54.000	54.000	9.070.137,00	1.555	284
516	Lexington Water Power Co.	Saluda	63.000	87.000	260.000	21.661.510,44	476	348
20	Utah Power and Light Co.	Soda Springs	19.820	21.000	70.000	3.560.872,19	251	236
659	Crisp County, Georgia	Crisp County	4.080	7.500	16.000	1.267.016,11	432	235
382	Southern Cal. Edison Comp.	Borel	3.809	14.400	14.400	3.147.501,23	1.150	305

A continuación y a título informativo solamente, pues las condiciones particulares de cada caso, según hemos apuntado al principio, varían extraordinariamente, vamos a presentar los resúmenes de diversos estudios económicos sobre Centrales en Norteamérica e Italia, que nos permitan comparar, siquiera sea aproximadamente,

los costos de producción del kWh hidráulico y térmico, teniendo en cuenta dos clases fundamentales de costos: las cargas fijas y los costos de explotación.

NORTEAMERICA

De los datos contenidos en el cuadro número 5 se deduce que el costo medio de

CUADRO NUMERO 6

Costos de explotación de la energía eléctrica producida en las Centrales del Valle del Tennessee
(Según apéndice A 21, del Informe de la Jefatura del Valle de Tennessee del año 1949)

	Potencia instalada en 30 de junio de 1949 kW	Producción neta millones de kWh	Costos de explotación, incluyen- do la depreciación milésimas de \$ por kWh
Centrales con presa de uso múltiple:			
Kentucky	160.000	1.089,804	0,490
Pickwick	144.000	1.077,514	0,388
Wilson	335.200	2.060,484	0,358
Wheeler	194.400	1.071,742	0,402
Guntersville	72.900	643,638	0,468
Hales Bar	51.100	314,268	0,766
Chichamaaga	81.000	704,934	0,435
Watts Bar	150.000	837,517	0,575
Fort Loudoun	128.000	534,526	0,648
Norris	100.800	298,830	0,767
Hiwassee	57.600	273,480	0,531
Cherokee	60.000	229,781	0,964
Fontana	135.000	894,780	0,349
Douglas	86.000	277,862	0,902
Total	1.756.000	10.309,160	0,481
Común	0,207
Total para las Centrales con presa de uso múltiple	0,688
Centrales con presa de un solo uso:			
Blue Ridge	20.000	39,844	2,304
Ocoee núm. 1	18.000	74,096	1,547
Ocoee núm. 2	9.400	114,518	1,610
Ocoee núm. 3	27.000	209,027	0,715
Great Falls	31.860	159,669	1,011
Apalachia	75.000	489,521	0,729
Nolichucky	10.640	57,175	1,511
Otras cinco pequeñas Centrales	5.732	5,906	7,491
Total para las Centrales con presas de un solo uso	197.632	1.149,756	1,034

la potencia total instalada en las Centrales hidráulicas en él reseñadas era, en el año 1940, de

216 dólares /kW

y teniendo en cuenta el aumento del 50 % de los costos para 1949, nos queda en

324 dólares /kW (1)

En el cuadro número 6 se indican los costos de explotación de otras Centrales americanas del año 1949, que, para una de

CUADRO NUMERO 7

Costo de explotación detallado de la Central «Wilson» para el año que finalizó el 30 de junio de 1949

335.200 kW instalados: 2.060.484.000 kWh-netos
(Según Epígrafe 6 Apéndice A 22 del Informe de la T. V. A. para 1949)

	Importe total \$	Milésimas de \$ por kWh
<u>Producción:</u>		
Supervisión e Ingenieros...	14.261	
Mano de obra de turbinas y generadores.....	100.917	
Mano de obra de distribución.....	59.387	
Mano de obra varia.....	31.851	
Engrase.....	3.299	
Efectos.....	6.854	
Gastos varios.....	13.249	
Total producción ...	229.818	0,1115
<u>Conservación:</u>		
Supervisión e ingenieros...	17.400	
Edificios.....	13.598	
Embalse, presa y canales...	1.374	
Turbinas y generadores...	25.391	
Aparellaje vario.....	11.771	
Total conservación	93.667	0,0455
Total producción-conservación.	323.495	0,1570
Previsión para depreciación...	413.157	0,2005
Total	736.652	0,3575

estas Centrales, la «Wilson», se detalla en el cuadro número 7.

El costo total del kWh viene dado por la fórmula

$$C_1 = \frac{C}{u} + c \quad (2)$$

en la que C son las cargas fijas, o cargas del capital (el 15 por ciento del costo de instalación del kW), u las horas de utilización, y c los costos de explotación.

Del cuadro número 6 se deduce el valor medio:

$$c = 0,481$$

milésimas de dolar, por lo que, teniendo en cuenta (1) y haciendo $u = 4.000$ horas, la ecuación (2) da:

$$C_1 = 12,631 \text{ milésimas de dolar el kWh}$$

El cuadro número 8 recopila los datos relativos a un conjunto de Centrales térmicas americanas en el año 1939.

Los valores medios deducidos de este cuadro, sin tener en cuenta los valores indicados en las columnas 3 y 10, son:

$$\text{cargas de capital por kWh (15 \%)} = 4,365 \times 10^{-3} \$$$

$$\text{costo de explotación por kWh} = 2,732 \times 10^{-3} \$$$

para el número de horas de utilización del conjunto de las Centrales consideradas, que es igual a 3.960.

Para referir estos costos al año 1949 que hemos escogido como base, habrá que aplicar un coeficiente de aumento del 50 % para el costo del kW instalado, que influye en la misma proporción sobre las cargas fijas correspondientes al kWh producido, y un aumento del 60 % para los costos de explotación, ya que éste es el aumento registrado en el costo medio de la unidad de

CUADRO NUMERO 8

Datos sobre Centrales térmicas americanas

(Según A. E. Knowlton Fourth Steam Station Cost Survey E. W., 2, XII, 1959)

Potencia nominal instalada.....	kW	15,000	30,000	55,000	63,000	70,000	80,000	120,000	170,500	243,000	118,500
Presión de vapor en las calderas.....	Kg/cm ²	28,1	36,9	95	49,2	46,7	97,7	29,2	28,5	95/15,8	95
Temperatura del vapor.....	°C	382	441	398	413	441	446	399	385	510/316	385
Número de calderas.....		2	2	2	3	2	1	5	4	18	6
Número de grupos.....		1	2	1	2	2	1	2	3	6 + 1	2 + 3
Características diversas.....		p	p	p - i	p	p	p - i	g	p	p - g	p - fuel oil - i
(p = pulverizado, g = parilla, i = recalentamiento)											
Punta máxima.....	kW	17,568	33,000	54,000	65,000	71,000	80,000	132,700	73,000	225,000	134,000
Producción en barras del alternador.....	10 ⁶ kWh	108,68	116,62	366,10	375,91	489,72	415,72	390,53	253,19	986,77	937,70
Producción neta.....	10 ⁶ kWh	105,43	109,75	341,82	354,02	466,46	393,71	331,56	239,46	946,61	865,25
Poder calorífico superior del carbón.....	Kcal/Kg	8,180	7,950	7,700	6,900	8,000	7,260	7,140	7,840	7,870	7,820
Costo de primer establecimiento:											
Terreno.....	\$ / kW	2,00	1,42	1,24	15,70	5,44	5,24	1,73	1,17	3,05	—
Edificios y fundaciones.....	»	32,00	21,25	20,50	45,60	15,86	21,29	22,35	20,50	21,60	—
Obras de toma de agua.....	»	—	4,45	1,90	6,87	—	1,83	7,04	1,19	—	—
Carboneo.....	»	8,41	2,50	6,15	8,00	2,95	19,03	6,97	3,91	—	—
Escorias.....	»	2,23	0,90	0,59	0,44	0,83	0,75	1,22	0,76	—	—
Calderas.....	»	20,20	22,30	17,80	20,35	9,54	13,24	12,52	7,84	30,70	—
Ventiladores.....	»	6,13	3,98	2,49	1,10	5,00	1,48	3,31	1,64	—	—
Alimentación (bombas y tuberías).....	»	3,11	3,73	2,54	1,56	1,90	3,01	1,68	2,41	—	—
Tuberías de vapor.....	»	7,67	7,50	6,33	10,17	5,37	3,02	3,53	3,57	—	—
Fundación de las turbinas.....	»	—	1,09	—	0,60	—	0,93	—	0,92	—	—
Recalentamiento.....	»	—	—	1,13	4,93	—	1,79	—	1,43	—	—
Refrigerantes de aire de los alternadores.....	»	0,52	—	—	—	0,30	0,24	—	0,05	—	—
Turbogeneradores.....	»	25,20	18,82	13,10	17,94	17,79	17,01	14,24	16,99	33,30	—
Grupos auxiliares.....	»	2,18	0,64	—	1,44	2,42	3,22	—	0,01	—	—
Condensadores principales.....	»	—	4,36	2,86	—	2,59	—	—	—	—	—
Cuadros y cablearía.....	»	9,43	9,12	7,44	14,90	15,52	8,05	12,87	0,01	—	—
Diversos.....	»	11,20	—	21,90	2,66	1,24	—	30,80	9,17	0,82	—
Parque de intemperie.....	»	14,25	13,35	3,98	1,66	4,11	5,69	—	4,45	10,55	—
Total.....	»	144,53	115,41	109,95	153,92	90,86	105,32	118,26	76,02	100,02	—

Precio de la tonelada métrica de carbón	2,09	4,76	5,52	3,86	4,82	4,67	2,84	6,24	5,02	4,71
Castos de explotación por kWh neto:										
Combustible	0,960	2,140	2,260	2,385	1,874	1,751	1,482	2,722	2,480	1,864
Mano de obra	0,600	0,413	0,220	0,244	0,251	0,302	0,274	0,649	0,566	0,227
Efectos	0,040	0,064	—	0,037	0,030	0,023	0,094	0,065	0,079	0,024
Conservación:										
Edificios	0,034	0,029	—	0,026	0,008	0,011	0,013	0,060	0,070	—
Calderas	0,093	0,101	—	0,103	0,043	0,070	0,051	0,194	0,124	—
Carbón	0,065	0,027	—	0,059	0,059	—	0,031	0,079	0,039	—
Turbogeneradores y auxiliares	0,030	0,033	—	0,009	0,015	0,034	0,023	0,210	0,135	—
Instalación eléctrica y auxiliares	0,026	0,020	—	0,017	0,012	0,030	0,038	0,193	0,134	—
Dirección e ingenieros	0,037	—	—	0,043	—	—	—	—	—	—
Total, excepto combustible	0,925	0,637	0,410	0,538	0,418	0,470	0,524	1,450	1,147	0,453
Cargas de capital por kWh (15 %)	3,08	4,74	—	4,17	2,05	3,32	5,58	8,12	3,86	—
Costos de explotación por kWh	1,88	2,83	2,67	2,88	2,29	2,22	2,01	4,17	3,58	2,32
Costo total del kWh	4,96	7,57	—	7,05	4,34	5,54	7,59	12,29	7,44	—
Cargas de capital suponiendo las horas de utilización el 50 % de las del año	4,95	3,97	—	5,33	3,12	3,84	4,07	2,88	3,42	—
Costos de explotación (salvo combustible) modificados en las mismas condiciones	2,09	2,61	—	2,94	2,44	2,23	1,73	3,80	3,42	—
Costo total del kWh en las mismas condiciones	7,04	6,58	—	8,27	5,56	6,07	5,80	6,68	6,84	—
Espacio ocupado:										
Sala de calderas	0,81	0,60	—	0,88	0,62	0,44	0,39	0,41	0,63	0,88
Sala de máquinas	0,40	0,40	—	0,76	0,39	0,25	0,18	0,28	0,30	0,62
Edificio	54	51	—	101	48	43	64	59	43	—
Parque de carbón	944	101	—	1,270	71	388	373	24	117	—

potencia calorífica del combustible, y el costo del combustible, como se ve en el cuadro, es el predominante en los costos de explotación. De esta manera, las cargas fijas

ITALIA

Refiriéndonos ahora a Italia, el costo de producción de la energía eléctrica se obtie-

CUADRO NUMERO 9

Costo del kWh en liras (1948) en Centrales hidráulicas italianas

	Central sin embalse de regulación	Central sin embalse de regulación integral	Central con embalse de regulación para funcionar exclusivamente con aguas bajas
Costo del capital por kWh	30,00	57,00	84,00
Interés al capital (14 %)	4,20	8,00	11,80
Impuesto, seguros	0,06	0,10	0,12
Personal	0,70	0,70	0,80
Conservación	0,54	0,60	1,08
Costo del kWh en Central	5,50	9,40	13,80

del promedio de las Centrales consideradas suben a

$$6,548 \times 10^{-3} \text{ \$/kWh}$$

y los costos de explotación a

$$4,371 \times 70^{-3} \text{ \$/kWh}$$

ne, según M. Mainardis, considerando los cuatro capítulos siguientes:

- Interés al capital inmovilizado, incluyendo la remuneración del capital e impuestos correspondientes, la amortización financiera, la amortización industrial y el fondo de renovación.

CUADRO NUMERO 10

Costo del kWh en liras (1948) en Centrales térmicas italianas

Horas de utilización	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000
Interés al capital (16 %)	10,50	7,00	5,25	4,20	3,50
Personal, conservación e impuestos	2,00	1,75	1,50	1,25	1,00
Combustible	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00
Costo del kWh en Central	20,50	16,75	14,75	13,45	12,50

Resulta entonces un total:

$$C_1 = 10,919 \text{ milésimas de dólar el kWh}$$

Luego la energía hidráulica resulta un 15,60% más cara que la energía térmica, en las condiciones expresadas en Norteamérica.

— Gastos por impuestos, seguros y otros que afectan al ejercicio.

— Gastos del personal de explotación, incluido el personal técnico superior.

— Gastos de conservación.

Estos cuatro capítulos varían, según la

clase y condiciones de la Central, pero se pueden tomar como cifras medias para las Centrales hidráulicas las que se indican en el cuadro número 9, expresadas en liras con poder adquisitivo de 1948. Las cifras del cuadro se entienden para un año medio, y se refieren a Centrales alpinas donde el costo del kW instalado es de 100.000 a 110.000 liras.

El cuadro número 10 se refiere a Centrales térmicas modernas, de 50 a 60 MW, alimentadas con vapor vivo de 60 a 90 Kg/cm²

Las cantidades que se han de comparar son, así:

13,80 liras/kWh para la Central hidráulica, y 13,45 liras/kWh para la central térmica.

Luego la energía hidráulica resulta un 2,7% más cara que la energía térmica, en las condiciones expresadas en Italia.

EL CASO DE ESPAÑA

En el período a considerar, decenio 1954-1963, hemos visto que existe un déficit de

CUADRO NUMERO 11

Potencia a instalar en España, además de la indicada en el cuadro número 1

Año	Déficit Millones de kWh	POTENCIA A INSTALAR EN MW			
		Con 3.000 horas de utilización	Con 4.000 horas de utilización	Con 5.000 horas de utilización	Con 6.000 horas de utilización
1954	392	130	98	78	65
1955	427	142	106	85	71
1956	537	179	134	107	89
1957	728	242	182	145	121
1958	1.007	335	251	201	168
1959	1.500	500	375	300	250
1960	2.000	666	500	400	333
1961	2.700	900	675	540	450
1962	3.600	1.200	900	720	600
1963	4.000	1.333	1.000	800	666

y 450 — 500 grados centígrados, con un costo de 65.000 liras por kW instalado.

Siguiendo al autor italiano M. Mainardis, se debe comparar con la Central térmica la Central hidráulica con embalse de regulación para funcionar exclusivamente en períodos de aguas bajas, dada la analogía de la misión que ambas clases de Centrales tienen que cumplir: producir energía eléctrica únicamente en los meses de escasez de agua, lo que supone una utilización de 2.500 horas para la Central térmica.

energía, según exponen el cuadro número 2 y la figura 1. Teniendo en cuenta los distintos valores de las horas de utilización, resulta que hará falta instalar, además de los grupos que entrarán en servicio según el cuadro número 1, la potencia que se detalla en el cuadro número 11.

Ante esta necesidad de nuevas Centrales, conviene considerar cuáles son los recursos de energía con que cuenta España.

Energía hidráulica.— En este campo es donde se han manejado las cifras más dispares,

no siendo de extrañar las diferencias que se observan en las apreciaciones de los distintos técnicos que se han ocupado del problema, dado el carácter tan aleatorio que tiene tal energía, al depender principalmente de las precipitaciones atmosféricas. Además, y suponiendo se pueda determinar una cifra para las precipitaciones medias mensuales de cada región española que nos sirvan de base para una estimación de la energía hidráulica disponible, quedan por conocer todavía cuáles son los tramos realmente apro-

de orientación la de 30.000 millones de kWh para un año medio hidrológico, según el señor Redonet, en su «Inventario de las posibilidades eléctricas nacionales», Madrid, 1949.

Pero para llegar a esta cifra de producción es necesario aprovechar casi íntegramente todos los ríos de España, acometiendo la instalación de nuevos saltos en sitios cada vez más apartados de las vías de comunicación, donde las dificultades de construcción han de reflejarse naturalmente en

CUADRO NUMERO 12

Intercambios de energía entre España y Francia

Cesiones de energía	Valores de las cesiones en millares de kWh					
	1950		1951		1952	
	Francia a España	España a Francia	Francia a España	España a Francia	Francia a España	España a Francia
Por Hernani	7.331	2.857	19.056	10.607	25.844	19.109
Por Andorra	599	—	4.985	—	—	—
Total	7.930	2.857	24.041	10.607	25.844	19.109

vechables de nuestros ríos, lo que no deja de tener grandes dificultades, dadas las variables que intervienen en el problema. Muchas de estas variables, tales como la impermeabilidad de los posibles vasos, la posibilidad de buenas cimentaciones para las obras de fábrica necesarias para la retención y conducción del agua, la disponibilidad de áridos en condiciones para el hormigón de las mismas, etc., sólo pueden ser conocidas como resultados de estudios geológicos detallados y de ensayos cuyo elevado costo solamente puede ser soportado en cada caso concreto, pero no para el estudio general de las disponibilidades de energía hidráulica, por lo que tales disponibilidades no podrán ser conocidas más que con una aproximación muy relativa.

Sin embargo, se puede tomar como cifra

el costo del kW instalado y en el plazo de puesta en servicio, haciéndolos aumentar notablemente. Podemos, por lo tanto, suponer que aunque se inicie la construcción de nuevos saltos después del año 1954, aparte de los ya considerados en el cuadro número 1, estos saltos no entrarán en servicio hasta el año 1960 y sucesivos.

Energía a importar.—El cuadro número 12 señala los intercambios de energía eléctrica entre España y Francia, únicos que han tenido lugar en los años que en él se indican. Aunque el saldo es siempre favorable a Francia, estos intercambios suponen sólo una pequeña ayuda para una parte de la zona catalana, sin importancia alguna en el conjunto nacional.

Recientemente se ha dictado un decreto por el que se permite la importación de

energía, pero no es lógico suponer, dada la escasez de divisas, que habrá un aumento de importancia en los próximos años.

Energía atómica.—No se estima posible la utilización de la energía atómica en nuestra patria en el período 1954-1963, no solamente por razones técnicas y económicas, sino también, y de manera predominante, por las dificultades políticas con que ha de tropezar la expansión de la industria atómica en el mundo.

Energía térmica.—Prescindiendo del uso de combustibles líquidos y gaseosos, ya que no se cuenta con yacimientos de ellos en el territorio nacional, y como la importación del petróleo crudo no será siempre posible, hemos de limitarnos a nuestras producciones de las distintas clases de combustibles sólidos.

Según el resumen anual de la «Estadística General» del año 1952 de la Dirección General de Minas y Comisión para la Distribución del Carbón, se produjeron en España 13.860.762 toneladas de carbón, según el detalle del cuadro número 13. Teniendo en cuenta el carbón importado, el consumo total español durante 1952 ascendió a un total de 14.950.711 toneladas.

De este total, se quemaron en las Centrales térmicas, las siguientes cantidades:

Antracita.....	134.289 toneladas
Hulla.....	725.477 »
Lignito.....	336.543 »
Carbón importado.....	<u>138.933 »</u>
Total.....	1.335.242 »

produciéndose 1.451.875 MWh, o sea que el consumo medio fué de

$$0,916 \text{ Kg/kWh}$$

por lo que, teniendo en cuenta el poder calorífico inferior del combustible utilizado, resultan

$$6.846 \text{ Kcal/kWh}$$

como consumo medio específico.

Al aumentar la producción de carbón,

según se prevé en los próximos años, aumentará asimismo la cantidad de combustibles sólidos que se pueda utilizar en las Centrales térmicas españolas. Pero aún suponiendo que este aumento no tenga lugar al ritmo deseado, no cabe duda de que se ha de dar marcada preferencia a la utilización de los carbones pobres en las Centrales térmicas, para evitar las desastrosas consecuencias que en estos últimos años han tenido las restricciones de energía para el mercado nacional, o bien recurrir a la importación de carbón, como recomienda el Sindicato Nacional de Agua, Gas y Electricidad en los «Datos estadísticos técnicos de las Centrales Eléctricas Españolas en 31 de diciembre de 1952», para abastecer las industrias donde sea más necesario, como siderúrgicas, ferrocarriles, etc., dejando disponible para las Centrales térmicas parte del carbón que tales industrias consumen hoy.

Además, y teniendo en cuenta el elevado consumo específico medio de las Centrales térmicas españolas, consecuencia de la producción de energía en Centrales anticuadas, y admitiendo como límite económico actual en España para producción en las mismas el de 6.000 Kcal/kWh, resulta que según el cuadro número 14, publicado en el «Documento Azul número 7, mayo 1951», hay 165.000 kW instalados en Centrales con un consumo medio de 10.160 Kcal/kWh, que deben reemplazarse por grupos modernos cuyo consumo específico puede suponerse de 3.000 Kcal/kWh. Es decir, en resumen, que se puede producir una cantidad de energía 3,38 veces superior, sin necesitar un mayor consumo de combustible.

De este análisis sobre los recursos de energía en España, se desprende que el déficit en los próximos años sólo se puede subsanar a base de Centrales térmicas modernas, en las que se ha de procurar alcanzar un elevado rendimiento, disminuyendo el consumo de carbón, a la vez que un alto coeficiente de utilización.

Otras fuentes de energía.—Tampoco se puede pensar en la utilización de otras clases de

energía tales como la eólica, de las mareas y del calor solar, más que en ciertos casos concretos y bien determinados con potencia reducida, por lo que no pueden constituir una solución real a nuestro problema, sobre todo dada la urgencia del mismo. No obstante, conviene seguir de cerca los ensayos que se están realizando en los distintos países con estas clases de energía, en especial, los de Francia sobre una Central que se proyecta con 200 MW de potencia para

Centrales térmicas emplazadas en las cuencas carboníferas, es decir, las Centrales térmicas de bocamina, como se las conoce universalmente.

Recordando las condiciones necesarias para la construcción de Centrales térmicas, expuestas con todo detalle al tratar de las semejanzas y diferencias entre estas Centrales y las hidráulicas, y resumidas en el cuadro número 3, podemos ver la notable influencia que el emplazamiento de las prime-

CUADRO NUMERO 13

Producción e importación española de carbones en 1952

CLASIFICADOS	CLASE DE CARBON			Totales
	Antracita	Hulla	Lignito	
Cribado	127.188	1.021.615	308.919	1.457.722
Cobles	118.540	—	—	118.540
Galleta	264.250	1.024.689	142.643	1.431.582
Galletilla	106.481	—	3.455	109.936
Granza	303.199	1.478.775	253.934	2.035.908
Grancilla	267.093	94.313	127.000	488.406
Menudo	560.273	5.300.774	454.755	6.315.802
Mixtos	8.654	299.917	—	308.571
Finos	3.745	376.074	—	379.819
Schlamms	16.645	333.560	2.623	352.828
Todo-uno	54.905	295.675	304.627	655.207
Total	1.830.973	10.225.392	1.597.956	13.654.321
		Carbón de río de León		2.842
		Carbón de río de Oviedo		201.814
		Carbón de río de Palencia		1.785
		Hulla importada.....		1.089.949
		T O T A L.....		14.950.711

funcionar con la energía de las mareas, a fin de poderlas utilizar en su día en nuestra patria.

LA CENTRAL TERMICA DE BOCAMINA :: ::

Una vez vista la necesidad de construir nuevas Centrales térmicas en España, pasamos a destacar una clase de éstas que tiene un gran interés para nosotros. Se trata de las

ras en las cuencas carboníferas tiene sobre algunas de aquellas condiciones:

Personal experto.—La existencia de explotaciones mineras y de las industrias derivadas lleva consigo la presencia de personal especializado en cuestiones mecánicas y eléctricas, e incluso en combustión, del que será posible segregarse siempre una parte que puede constituir el núcleo alrededor del cual se formará la plantilla de explotación de la Central.

Dependencia de los centros de consumo.—Como ya hemos dicho, el emplazamiento de una Central eléctrica es prácticamente independiente de los centros de consumo por cuanto el transporte de la energía se hace en excelentes condiciones de seguridad y economía. Sin embargo, al instalar una Central en una cuenca carbonífera, poblada por consiguiente de industrias, se dispone de un mercado con una gran densidad de consumo, lo cual resulta extraordinariamente beneficioso.

No obstante, cuando dichas Centrales están suministrando energía, en caso de aguas bajas, a la red nacional, hay que contar con unas pérdidas en línea mayores de las que se producirían habiendo colocado la Central térmica en las inmediaciones de los centros de consumo más importantes.

Fácil acceso.—En una zona industrial, como lo es una cuenca carbonífera, las vías de comunicación se habrán desarrollado con gran amplitud, facilitando mucho el transporte de maquinaria para la instalación de la Central, así como el del combustible necesario para su funcionamiento.

Rentabilidad fuerte.—Hemos visto el déficit de energía que, indefectiblemente, ha de tener lugar en los primeros próximos años. En este ambiente de escasez, son muchas las industrias que tratan de impedir que les alcancen las restricciones, y siempre acogerán con agrado cualquier modo de evitarlas, pudiendo decidirse al financiamiento total o parcial de la instalación de Centrales térmicas, aunque la producción de energía eléctrica no les suponga los mismos beneficios que podría darles la implantación de otras fabricaciones. En una cuenca carbonífera, donde existe una concentración industrial, es más fácil aún que se decidan por la instalación de una Central térmica que les pueda asegurar el suministro de la energía necesaria.

Carbón.—Instalando la Central en una cuenca carbonífera, se consigue una economía muy notable al disminuir los gastos de transporte. Además, se pueden quemar car-

bones de inferior calidad, que no tienen aplicación en las industrias de la zona, y que no pueden soportar el costo de su transporte a grandes distancias. Con estos carbones de inferior calidad, quemados en calderas adecuadas, se pueden conseguir actualmente rendimientos elevados con un bajo costo.

Obras auxiliares para el almacenamiento y manutención del combustible.—Teniendo en cuenta la proximidad de la Central a los centros productores, el parque para los carbones puede ser de dimensiones reducidas. Pero si se queman carbones de baja calidad, hay que dimensionar ampliamente los medios de descarga y transporte, para evitar los atascos y entorpecimientos de todo orden que lleva consigo la utilización de estos combustibles pobres.

Producción de vapor de agua.—La existencia de un gran número de industrias en la zona, puede suponer la utilización en algunas de ellas de parte del vapor producido en las calderas de la Central.

Recuperación de vapor de agua.—En toda cuenca carbonífera existe siempre un cauce de agua que se aprovecha para los lavaderos, para la refrigeración de compresores, etcétera. Por lo tanto, se puede contar con un caudal de agua para la refrigeración de los condensadores utilizando, si fuera necesario, el circuito cerrado a base de torres o balsas de enfriamiento.

Como resumen, podemos concluir que la instalación de las Centrales térmicas en las cuencas carboníferas tiene muchas e importantes ventajas, presentando, tan sólo, el inconveniente de las pérdidas en líneas en el caso de suministrar la energía a otras zonas para compensar la escasez de energía hidráulica en las mismas, caso que se ha de presentar en los próximos años dado el déficit de energía que se avecina.

Pero aún este inconveniente queda compensado, como vamos a ver a continuación, solamente con la disminución del costo del transporte del carbón.

Supongamos, en efecto, que se considera

CUADRO NUMERO 14

Datos de rendimientos y potencias acumuladas de diversas Centrales térmicas de España, con turboalternadores de potencia igual o superior a 5.000 kW, agrupadas según sus consumos específicos.

CENTRALES	Potencia kW	Rendimiento Kcal/kWh	Potencias acumuladas kW	
			Parcial	Total
Menor de 3.999 Kcal/kWh:				
Lada	25.000	3.924	25.000	25.000
De 4.000 a 4.999 Kcal/kWh:				
Guadaira	16.920	4.170	—	—
San Adrián C. F. E.....	34.990	4.602	—	—
Puentes de G. ^a Rodríguez.....	32.000	4.650	—	—
Burceña.....	26.400	4.908	—	—
Móvil Cartagena.....	5.000	4.998	115.310	140.310
De 5.000 a 5.999 Kcal/kWh:				
Compostilla	51.600	5.100	—	—
Móvil Barcelona	5.000	5.136	—	—
Móvil Sevilla.....	5.000	5.358	—	—
Ujo	24.900	5.388	—	—
Grao (Valencia).....	14.720	5.964	101.220	241.530
De 6.000 a 7.999 Kcal/kWh:				
Palma de Mallorca	15.800	7.116	—	—
S. N. I. A. C. E.....	5.880	7.152	—	—
Calle Mata	27.956	7.662	—	—
Prado.....	11.040	7.986	60.676	302.206
De 8.000 a 8.999 Kcal/kWh:				
Mazarredo	14.720	8.520	14.720	316.926
De 9.000 a 9.999 Kcal/kWh:				
San Adrián y Figols.....	21.760	9.060	—	—
Melancólicos.....	13.810	9.960	35.570	352.496
De 10.000 a 11.999 Kcal/kWh:				
Sotón	11.050	11.190	—	—
Peñarroya.....	10.500	11.928	21.550	374.046
De 12.000 a 12.999 Kcal/kWh:				
La Felguera	22.080	12.588	22.080	396.126
Mayor de 13.000 Kcal/kWh:				
Puertollano	11.400	15.486	11.400	407.526

la alternativa de instalar una Central térmica en una cuenca carbonífera o en un centro de gran consumo, distantes entre si L Km, y sean:

u el factor de utilización.

c el consumo unitario en Kcal/kWh.

p₁ el costo, en pesetas, del transporte de la Kcal/Km.

p el costo de la Kcal sobre vagón, en pesetas.

P el costo, en pesetas, del kW instalado.

i el tanto por uno de interés del capital.

Supongamos:

- que las pérdidas en líneas sean del 0,02 % por Km.
- que al trabajar con el agua de refrigeración en circuito cerrado, como será lo más corriente, disminuye el rendimiento un 5 %, por estar el agua de refrigeración a mayor temperatura.
- que, por la misma razón, el costo del kW instalado sube en un 2 %, por las mayores dimensiones de las máquinas de la Central, y en un 3 % por el costo de las torres y canales de refrigeración.

En el caso de instalar la Central térmica en el centro de consumo, el costo de combustible anual de la energía producida por un kW instalado en la misma es de

$$8.760 \text{ ucp}$$

pesetas, y como el transporte del combustible necesario cuesta

$$8.760 \text{ ucp} \cdot L$$

pesetas, y la carga de capital anual correspondiente a un kW es de

$$iP$$

pesetas, el costo total es, por lo tanto:

$$a = 8.760 \text{ ucp} + 8.760 \text{ ucp} \cdot L + iP$$

pesetas.

Si la Central se instala en una cuenca carbonífera, y queremos suministrar al centro de consumo la misma energía que en el caso anterior, habrá que producir al año

$$8.760 \text{ u} (1 + 0,0002 L)$$

kWh por cada kW instalado, para tener en cuenta las pérdidas de líneas. Como, además, el consumo unitario es un 5 % mayor,

el costo del combustible anual de la producción de un kW instalado es ahora

$$8.760 \text{ ucp} (1 + 0,0002 L) 1,05$$

pesetas. La carga de capital anual correspondiente a un kW es

$$iP (1 + 0,0002 L) 1,05$$

pesetas, teniendo en cuenta el 5 % de aumento de P por las mayores dimensiones de las máquinas y por la instalación de las torres y canales de refrigeración.

El costo total resulta así ahora:

$$b = 8.760 \text{ ucp} (1 + 0,0002 L) 1,05 + iP (1 + 0,0002 L) 1,05$$

pesetas.

De ambas expresiones del costo total se deduce:

$$\frac{b - a}{8.760 \text{ p}} = \frac{uc (0,05 + 0,00021 L - Lf) + m (0,05 + 0,00021 L)}{8.760 \text{ p}} \quad (3)$$

si se pone

$$f = \frac{P_1}{p} \quad \text{y} \quad m = \frac{iP}{8.760 \text{ p}}$$

La expresión (3) indica que se tendrá

$$b \begin{matrix} \geq \\ < \end{matrix} a$$

según sea

$$L \begin{matrix} \leq \\ > \end{matrix} d$$

siendo

$$d = \frac{0,05 (uc + m)}{fuc - 0,00021 (uc + m)} \quad (4)$$

Para fijar las ideas, hagamos aplicación de este cálculo a cuatro casos, suponiendo dos factores de utilización

$$u_1 = 0,5 \quad \text{y} \quad u_2 = 0,7$$

y dos clases de carbón:

- menudo de 10,6 % de cenizas, con 6.750 Kcal/Kg y un precio de 255 pesetas la tonelada, y
- carbón pobre del 35% de cenizas, con 4.750 Kcal/Kg y un precio de 139 pesetas la tonelada.

PRIMER CASO.—CARBON MENUDO Y $u = 0,5$

Se tiene:

$P = 5.000$ pesetas.

$i = 0,15$ (el 15 %).

$p = 0,255/6.760 = 37,8 \times 10^{-6}$ pesetas.

$p_t = 0,000544/6.750 = 80,5 \times 10^{-9}$ ptas.

$c = 3.000$ Kcal/kWh.

Con estos valores se obtiene $f = 0,00213$ y $m = 2.231,66$ y la fórmula (4) da

$$d = 78 \text{ Km.}$$

SEGUNDO CASO.—CARBON MENUDO Y $u = 0,7$

Se obtiene $d = 61$ Km.

TERCER CASO.—CARBON POBRE Y $u = 0,5$

Se tiene entonces $d = 45,7$ Km.

CUARTO CASO.—CARBON POBRE Y $u = 0,7$

La fórmula (4) da ahora $d = 35$ Km.

Luego el único inconveniente de consideración con que parecía tener que enfrentarse la Central térmica de bocamina, el tener que producir la energía en lugar alejado del centro de consumo, no tiene valor práctico al ser más económico transportar la

energía eléctrica que el carbón cuando se trata de distancias superiores a 78 Km., en el caso más desfavorable.

RESUMEN

Como resumen general de nuestro estudio, podemos concluir que la instalación de nuevas Centrales térmicas de bocamina ha de ser un hecho en España en el plazo de dos a tres años. En estas Centrales los Técnicos han de encontrar un campo muy interesante donde resolver problemas muy variados que afectan, no sólo al suministro de energía a nuestra patria, sino también al aprovechamiento racional del conjunto de la producción de carbones españoles.

Recibido en abril de 1954

BIBLIOGRAFIA

- Circulares y estadísticas de UNESA, año 1953.
- Estadísticas del Sindicato Vertical de Agua, Gas y Electricidad, para los distintos años.
- Estadísticas de la Comisión Distribuidora del Carbón.
- Documentos Azules de la Dirección General de Industria.
- Lowell, E.: «Generating Stations», 4.ª ed., McGraw-Hill, 1951.
- Ricard, J.: «Équipement thermique des usines génératrices d'énergie électrique», 2.ª ed., Dunod, París, 1948.
- Mainardis, M.: «Centrali Elettriche», Ulrico Hoepli Milano, 1949.
- Knowlton, E.: «Standard Handbook for Electrical Engineers», 8.ª ed., McGraw-Hill, 1949.

