

CPIN

COMPANHIA PORTUGUESA DE INDÚSTRIAS NUCLEARES
S. A. R. L.

PUBLICAÇÕES



Publicação 63.1

**A POTÊNCIA NUCLEAR NO COMPLEMENTO
TÉRMICO DO
SISTEMA ELÉCTRO-PRODUTOR PORTUGUÊS**

Fundação Cuidar o Futuro

Autor

ANTÓNIO LEITE GARCIA

Engenheiro Electrotécnico (U. P.)

(Companhia Portuguesa de Indústrias Nucleares)

Separata da Revista ENERGIA NUCLEAR n.º 1

LISBOA

1963

Fundação Cuidar o Futuro

Comissão
de Paralelos



A potência nuclear no complemento térmico do sistema electro-produtor português

por ANTÓNIO LEITE GARCIA
Engenheiro Electrotécnico (U.P.)

RESUMÉ

On essaie d'analyser la structure du système electroproducteur portugais pendant la transition du système à prédominance hydrique à un système à prédominance thermique, laquelle est prévue en conséquence du proche épuisement des ressources hydroélectriques locales.

Dans la première partie, compte tenu des conditions locales de la structure et de la conjoncture économique dans un avenir prochain, on essaie d'estimer la plus petite utilisation qu'on peut économiquement accepter pour une centrale atomique au Portugal. Les conditions du pays étant très favorables, on a trouvé une valeur très petite.

Dans la seconde partie, on étudie l'intégration d'énergie thermique dans le réseau portugais, limitée par le diagramme de charges prévu, compte tenu des surplus de production hydroélectrique dans les années humides.

On en conclu que, au voisinage des hypothèses de calcul, l'énergie atomique devra être introduite à partir de l'année où les besoins d'énergie seront de l'ordre de grandeur de la capacité de production moyenne du système hydroélectrique.

Fundação Cuidar o Futuro

ABSTRACT

The structure of the Portugueses electric system during the transition period from a mainly hydroelectric system to a mainly thermal one is analysed in this paper.

Considering the local economic conditions, the minimum utilization which can be accepted for a nuclear plant is determined. The result is quite fair to nuclear power because of the good conditions existing in Portugal for this kind of energy.

After that, the integration of thermal power is studied bearing in mind the rising in future loads and the full profit of water in all wet years.

On the neighbourhood of the hypotheses, it seems that the nuclear power will be necessary in Portugal when the year load is closed to the average production of the hydroelectric system then existing.

1 — Introdução

Este trabalho tenta analisar a estrutura do sistema electroprodutor português após o total aproveitamento dos nossos recursos hídricos, supondo o crescimento posterior dos consumos satisfeito apenas por centrais térmicas clássicas e nucleares.

Reconhece-se hoje que não é possível continuar a satisfazer todas as necessidades nacionais de energia eléctrica recorrendo apenas a centrais hídricas, não só porque o País tem de se

preparar para a utilização indispensável de novas fontes de energia primária num futuro muito próximo, mas até porque não faz sentido que se mobilizem os esforços necessários à execução de todos os aproveitamentos hidroeléctricos, cada vez mais pequenos e caros, implicando pessoal e equipamento de estaleiro em grande número, mas sem utilização ulterior.

Apesar de não ignorar estes factos, este estudo adopta a hipótese de que a política de electrificação nacional prosseguirá no rumo fixado pela Lei 2002

e admite que os recursos hidroeléctricos nacionais serão capazes de satisfazer 12,75 TWh/ano, dos quais 11,4 garantidos, o que se supõe verificado em 1975 [6].

Deste modo, não serão consideradas as mudanças impostas pela fase de preparação e transição para as novas fontes de energia primária. Esta hipótese parece justificada, não só porque a análise do período de transição merece tratamento mais preciso, fora do alcance deste trabalho, como necessita dum ideia geral do que será a estru-

tura do sistema electroprodutor com abundante comparticipação de energia térmica, objectivo que se pretende alcançar, estabelecendo a relação aproximada das potências nucleares e convencionais.

Supondo o sistema hidroeléctrico completo, as possibilidades de obtenção de mais energia ficam reduzidas às centrais térmicas de que apenas consideraremos duas espécies, nucleares e convencionais. O método seguido para determinar as potências a instalar parece adequado à precisão dos dados disponíveis actualmente — evolução dos consumos, estrutura do sistema electroprodutor, competitividade entre a energia nuclear e térmica clássica na época considerada — e tem pelo menos o mérito de nos dar uma ordem de grandeza da solução final, permitindo assim estudar melhor a fase de transição que deveríamos estar já a preparar, se não a viver.

As hipóteses e aproximações serão sempre feitas de modo a conduzirem a resultados por defeito. Assim, os valores obtidos da potência térmica total e da fracção nuclear a instalar, têm grande probabilidade de serem ultrapassados. Os seus valores exactos só serão determináveis através dum melhor conhecimento dos dados do problema e do seu tratamento por calculadores automáticos.

2 — Competitividade entre a energia nuclear e a energia térmica clássica

O custo médio da produção de energia por uma central pode ser traduzido elementarmente pela seguinte expressão:

$$z = \frac{CF}{u} + CV \quad (1)$$

onde CF são os encargos anuais da central independentes da quantidade de energia produzida, CV é o custo variável médio associado à produção dum kWh e u é a utilização média inter-anual da central. Se CF é expresso em Esc/kW/ano, CV em Esc/kWh e u em

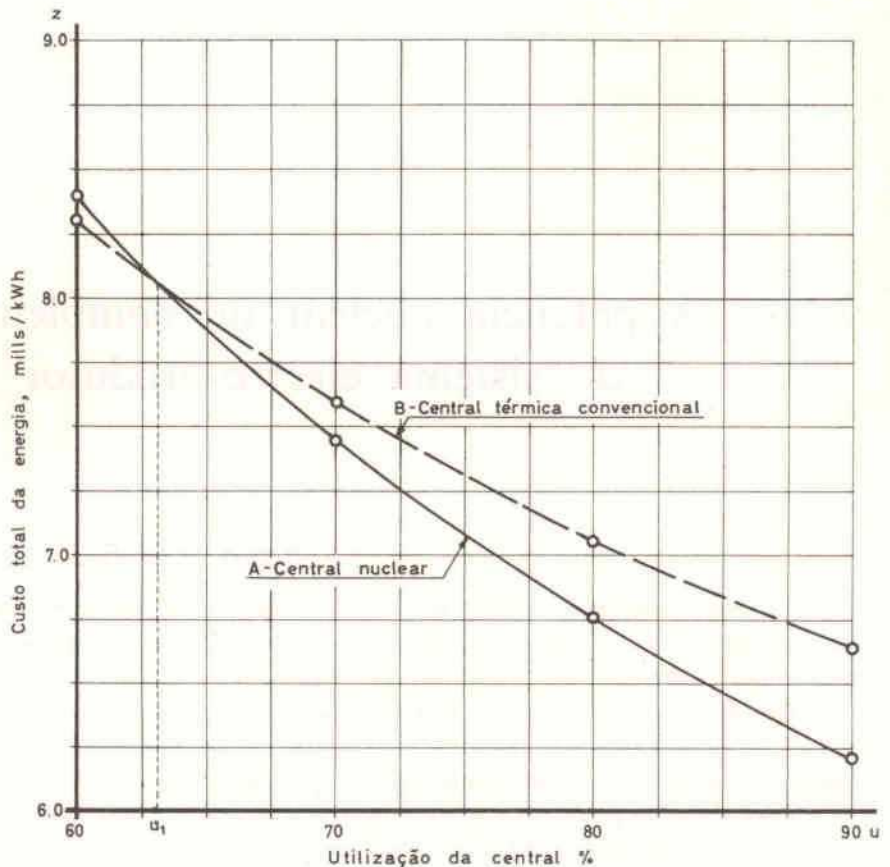


Fig. 1 — Comparação dos custos de produção da energia produzida por duas centrais de 315 MWe. Os custos incluem o transporte à subestação onde a energia é necessária [12].

horas/ano, z vem expresso em Esc/kWh. Assim, o custo da energia varia apreciavelmente com a utilização da central (fig. 1) e para bem se escolher o tipo de energia adequado a satisfazer determinada procura, é necessário conhecer o valor médio da utilização durante a vida da central. Deste modo, se tivéssemos de escolher entre as duas centrais da fig. 1, escolheríamos a central A, se esperássemos uma utilização interanual superior a u_1 , e a central B no caso contrário.

O cálculo exacto de CF e CV não é fácil e além do conhecimento dos custos de construção da central e dos preços do combustível a utilizar, requer um bom conhecimento da conjuntura económico-jurídica em que a central será integrada. Efectivamente, não só a taxa de juro praticada e os métodos de financiamento e amortização adoptados, mas ainda o sistema fiscal ou o montante de responsabilidade civil e o seu modo de cobertura,

podem variar apreciavelmente o custo de produção de energia ou a proporção entre CF e CV .

A fig. 1 corresponde à comparação do custo de produção de energia por uma central nuclear de 315 MWe — Bodega Bay — com o duma central térmica convencional capaz de a substituir. Os cálculos foram efectuados pela entidade proprietária «Pacific Gas and Electric Company» e têm em conta o custo da transmissão à subestação de Ignácio, onde a energia é necessária. Trata-se duma central com um reactor de água natural ebuliente situada junto à costa do Pacífico, numa região dos Estados Unidos onde os combustíveis fósseis são caros (Oil price at plant \$2.35 per Bbl., isto é, cerca de 1,7 dol. por milhão de calorías). Como a utilização prevista pela P. G. and E. é superior a 62,5% (ver fig. 1), a central nuclear de Bodega Bay já se encontra em construção e o seu arranque está previsto para 1965 [12].

Em Portugal e nomeadamente na Companhia Portuguesa de Indústrias Nucleares, têm sido efectuados alguns estudos [8, 9] sobre a conjuntura económico-fiscal determinante dos custos da energia térmica necessária à rede após o total aproveitamento dos nossos recursos hidroeléctricos. Nessa altura, parece que ainda se não estará em condições de ter alternadores de potência muito superior a 200 MW (a ponta anual prevista para 1975 é de 2900 MW) pelo que é difícil admitir centrais térmicas convencionais de custo inferior a 160 dol. por kWe e rendimentos práticos superiores a 2500 cal/kWh. Por outro lado, atendendo à tendência para a subida dos combustíveis fósseis e a que as quantidades consumidas não permitem o emprego de grandes unidades de transporte, nem de meios de descarga automáticos muito especializados, é pouco provável que o combustível fóssil chegue à central a um preço inferior a 2 dólares por milhão de calorías, isto é, que a participação do combustível fóssil no custo da energia seja inferior a 5 mills/kWh[9].

Os encargos fixos anuais, CF , são aproximadamente proporcionais ao investimento inicial. No factor de proporcionalidade há que considerar a remuneração do capital i_1 , a taxa média anual de amortização i_2 e outras despesas fixas anuais, tais como os impostos, taxas e prémios de seguros, i_3 .

Em Portugal, tomando uma média ponderada das diversas fontes de capital, i_1 pode ser igual a 6% [8].

Sendo de 25 anos o período de amortização total, i_2 vem igual a 2,1% se for adoptado 5% como valor da taxa de capitalização.

Sem se conhecer os termos da concessão da energia térmica, não se poderá fixar um valor de i_3 . Contudo, se se pensar que o seu sistema fiscal será semelhante ao da hidroelectricidade (artigos 81.º e 82.º do Decreto-lei n.º 43 335), o valor anual das taxas e impostos será 0,72% do investimento inicial. Adoptando-se ainda 0,8% para prémio de seguro e cerca de 0,35% para

substituição de peças do equipamento de vida média inferior a 25 anos [9], i_3 será aproximadamente igual a 1,9%.

Então $i \approx 10\%$.

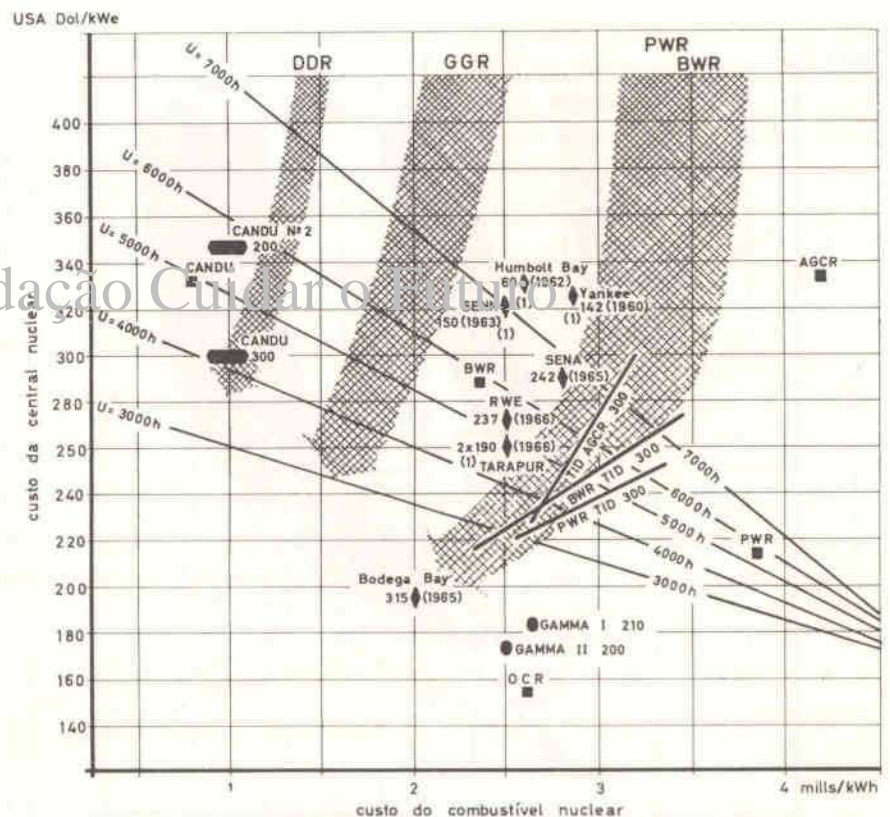
Além destes custos, deve ter-se ainda em conta o custo da operação e manutenção, onde são incluídos salários, vencimentos e despesas com matérias-primas necessárias ao funcionamento normal da central. O custo da operação e manutenção afecta pouco o custo do kWh e quase não depende da utilização da central, pelo que, em primeira aproximação, pode ser considerado fixo. Assim e de acordo com os números usualmente encontrados na documentação acessível, supor-se-á que os encargos anuais de operação e manutenção das centrais convencionais com

a dimensão que nos interessa são 2% do seu investimento inicial.

Nada leva a crer que as centrais nucleares venham a ter maior custo de operação e manutenção; no entanto, apesar do maior investimento específico, tomaremos também 2% do seu valor inicial, como montante anual daqueles encargos.

De acordo com estas hipóteses e aceitando a expressão (1), para que a energia nuclear concorra com a energia térmica clássica em Portugal, será necessário que o investimento específico nas centrais nucleares, I_n , e os encargos com o combustível, m , satisfaçam a seguinte inequação:

$$\frac{0,12 I_n}{u} + m \leq \frac{0,12 \times 160}{u} + 5 \quad (2)$$



- Ao lado de cada central indica-se a sua potência eléctrica líquida e a data provável de arranque, esta entre parêntesis.
- (1) — O preço do combustível para estas centrais não foi encontrado na bibliografia disponível. Admitiram-se valores iguais aos das centrais semelhantes.
- — Custos calculados em bases e condições nacionais [8].
- ▨ — Mancha de evolução das centrais nucleares prevista num estudo sueco [3].
- ◆ — Centrais em projecto ou construção.
- — Centrais em estudo.
- — Estimativas.

Fig. 2a — Concorrência da energia nuclear com a energia térmica clássica. (Central convencional a 160 USA Dol./kWe e combustível a 5 mills/kWh).

onde u — milhares de horas — é a utilização anual média prevista para a central, I_n está expresso em dólares por kW e m em mills/kWh.

A fig. 2a representa o lugar dos pontos que satisfazem a igualdade contida em (2) para diferentes valores de u .

Nessa mesma figura estão assinalados os pontos correspondentes a algumas centrais nucleares industriais em funcionamento, construção ou projecto, bem como a alguns estudos dignos de confiança. Excepto para as centrais representadas por um pequeno quadrado, de que os respectivos valores de I_n e m foram retirados de [8], não houve qualquer preocupação em adaptar os valores às condições de construção e exploração em Portugal. Ao lado da de-

signação da central está assinalada a respectiva potência eléctrica e o ano de entrada em funcionamento.

Próximo de 1975, a nossa rede e diagramas de cargas parecem não admitir a integração de reactores com potência muito superior a 200 MW. Apesar disso, como o investimento específico varia apreciavelmente com a dimensão, repetimos a fig. 2a (fig.2b) com as centrais nucleares de potência superior a 300 MWe em comparação com uma central térmica de apenas USA\$130/kWe.

Da análise destas figuras e de acordo com as hipóteses anteriores pode concluir-se que a energia nuclear só não é actualmente competitiva em Portugal por insuficiente procura de energia térmica.

3 — Energia térmica necessária após o esgotamento dos recursos hidroeléctricos

3.1 — EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS

Como esta análise se limita ao período imediatamente depois do total aproveitamento dos recursos hidroeléctricos, supondo uma transição brusca para as novas fontes primárias de energia, só importa analisar a evolução dos consumos a partir do momento em que o sistema hidroeléctrico completo e isolado deixa de os poder satisfazer. De acordo com [6], admite-se que isto sucederá em 1975, ano em que os consumos normais se supõem de 11,4 TWh/ano e em que os consumos especiais são de 1,35 TWh/ano, o que efectivamente acontecerá se o crescimento da procura de energia eléctrica se continuar a verificar à taxa de 11% ao ano.

A partir de 1975 supor-se-á, porém, um ritmo de crescimento mais moderado, mais para obter valores mínimos menos susceptíveis de discussão, do que para satisfazer aqueles que admitem uma menor taxa anual de crescimento dos consumos, baseados no argumento que o nosso atraso nesse domínio estará recuperado e não haverá condições para valores muito superiores à média mundial. Infelizmente, este argumento não parece válido, pois de acordo com as previsões, até em relação à vizinha Espanha, o afastamento no consumo anual de energia eléctrica por habitante será maior se a nossa taxa anual de crescimento não for incrementada [13].

No entanto, prosseguindo no critério de procurar valores por defeito da potência nuclear necessária, supor-se-á a taxa anual do crescimento dos consumos normais com o valor de 8% e a dos consumos especiais com o de 4%. Sendo assim, a procura da energia eléctrica (TWh/ano) evoluirá de acordo com a seguinte expressão:

$$E(n) = 11,4 (1,08)^n + 1,35 (1,04)^n \quad (3)$$

onde n caracteriza o ano em causa (1976, $n = 1$; 1977, $n = 2$, ...).

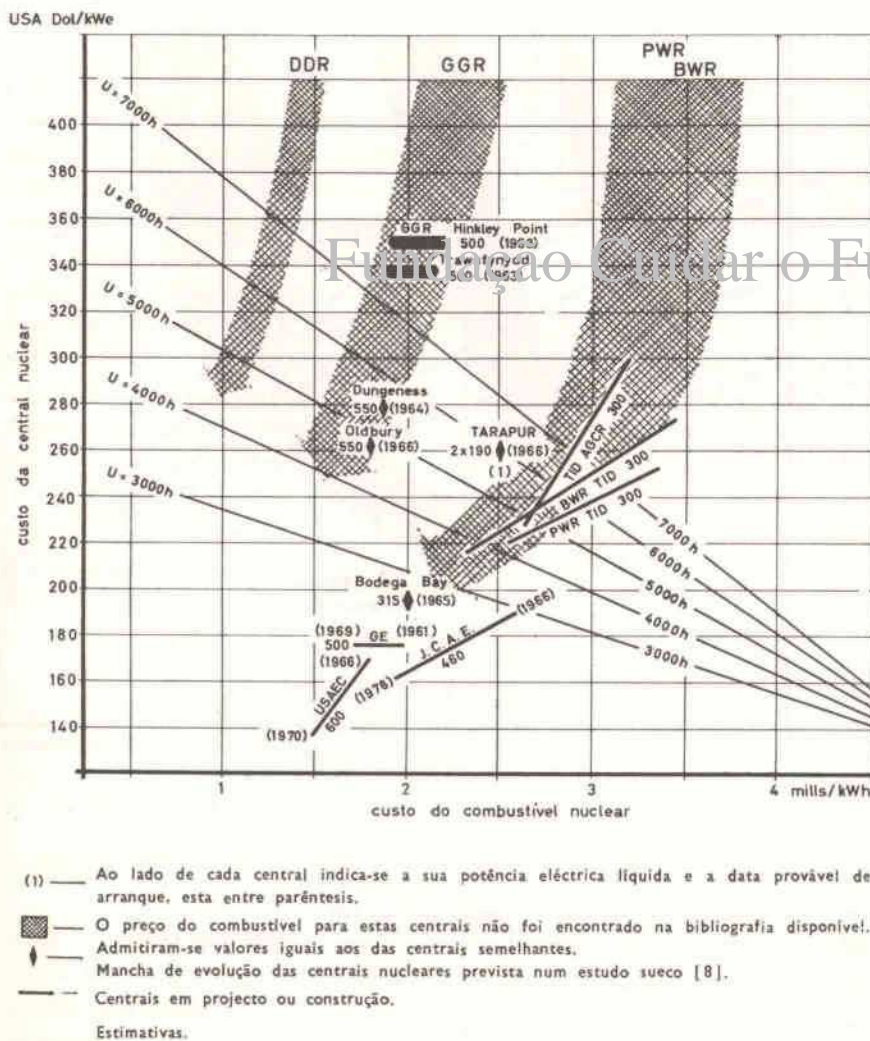


Fig. 2b — Concorrência da energia nuclear com a energia térmica clássica. (Central convencional a 130 USA Dol./kWe e combustível a 5 mills/kWh)

3.2 — ENERGIA HIDROELÉCTRICA DISPONÍVEL

A energia hidroeléctrica disponível não depende apenas do sistema produtor considerado. Em Portugal é muito variável de ano para ano, segundo o regime das chuvas mas, graças à grande semelhança do regime hidrológico dos nossos rios, é hoje relativamente fácil estabelecer a probabilidade de a energia afluente e turbinável não exceder uma certa proporção da energia média anual (fig. 3) [7].

Admitir-se-á que a energia afluente turbinável ao sistema hidroeléctrico completo em ano médio é 13 100 GWh [7] e representaremos por $EH(p)$ o valor com a probabilidade p de não ser excedido. Um simples e rápido exame da fig. 3 mostra que $EH(p)$ varia de menos de metade da energia média anual até valores superiores a uma vez e meia. O que, desde já, deixa antever grandes dificuldades nos anos secos e abundantes disponibilidades de energia nos anos húmidos.

3.3 — ENERGIA TÉRMICA NECESSÁRIA

Enquanto as necessidades energéticas forem inferiores ou pouco maiores que os 13 TWh/ano, a energia hidroeléctrica não poderá ser integralmente utilizada por não haver carga suficiente para o seu imediato aproveitamento, nem a necessária capacidade de albufeiras para a sua conveniente regularização. Quando, porém, os consumos forem bastante superiores aos 13 TWh/ano e houver, portanto, apreciável potência térmica no conjunto electroprodutor, já será possível aproveitar quase toda a energia afluente turbinável, o que acarretará uma baixa utilização das centrais térmicas nos anos húmidos, compensada por uma maior utilização nos anos secos. Assim, a energia térmica anual, ET , necessária à rede, tem de ser apresentada sob uma forma probabilística,

$$ET(n,p) = E(n) - EH(p) \quad (4)$$

válida com a reserva de que para pequenos valores de n , ($n < 3$), a energia

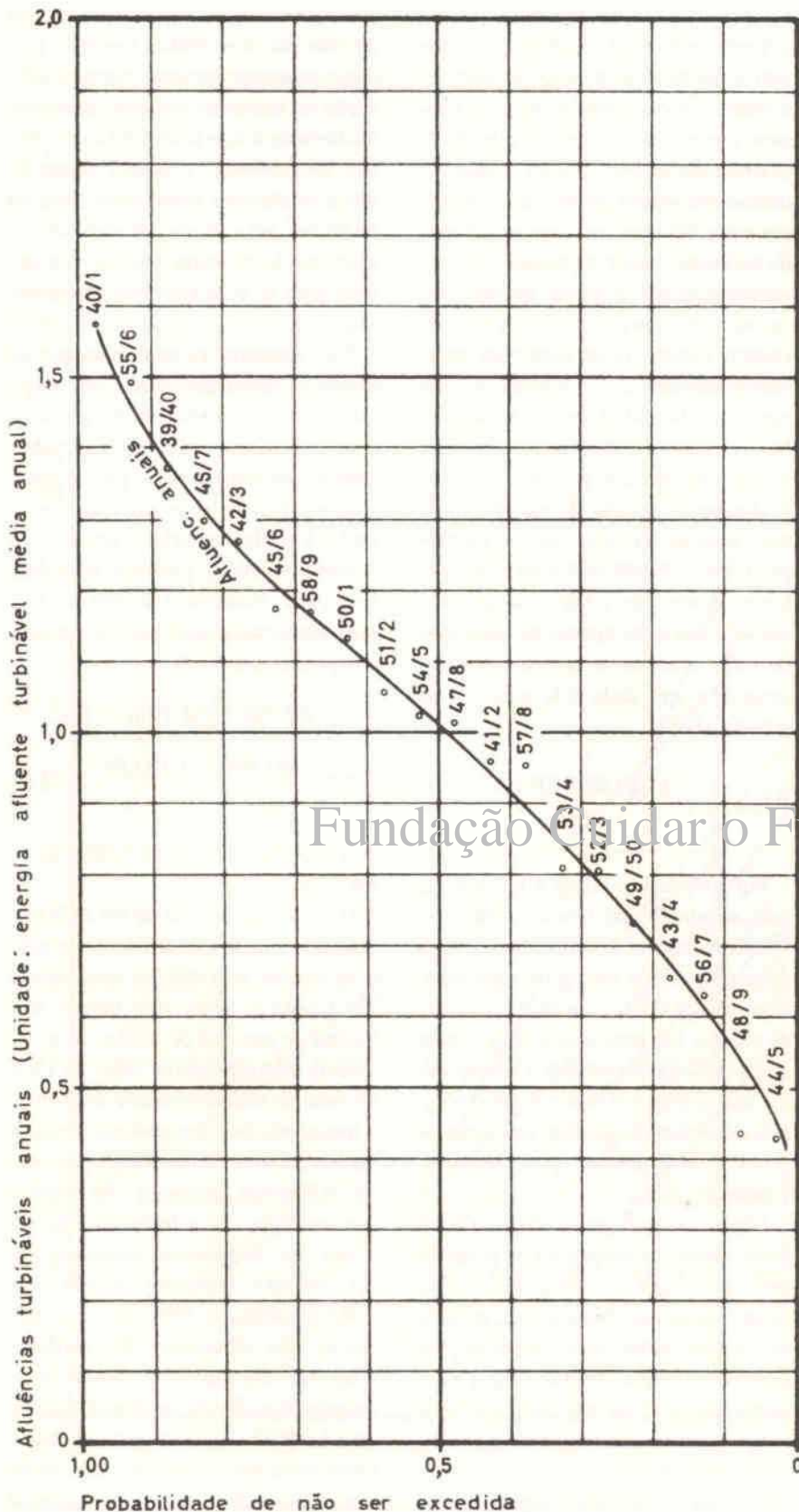


Fig. 3 — Energias turbináveis anuais — Probabilidades [7].

térmica a fornecer será certamente superior e apenas determinável se se conhecer minuciosamente a estrutura do sistema electroprodutor. Efectivamente, a não ser que estes primeiros anos sejam bastante secos, o que determina a quantidade de energia térmica então necessária é a deficiente regularização do sistema e não a quantidade de energia hidroeléctrica disponível, pois esta não será totalmente colocável no diagrama de cargas.

4 — Potência térmica necessária após o esgotamento dos recursos hidroeléctricos.

4.1 — EVOLUÇÃO DA PONTA ANUAL

Se além das hipóteses anteriores sobre o crescimento da procura anual de energia, se admitir que o factor de carga dos consumos normais se manterá constante e igual a 4530 h [6] e supondo a distribuição uniforme dos consumos especiais, não os utilizando, assim, para a correcção do diagrama, a ponta anual em GW evoluirá de acordo com a seguinte expressão:

$$P(n) = \frac{11,4 (1,08)^n}{4,53} + \frac{1,35 (1,04)^n}{8,76} \quad (5)$$

4.2 — POTÊNCIA INSTALADA NO SISTEMA HIDROELÉCTRICO

Se o sistema hidroeléctrico se desenvolver conservando a estrutura actual (com a integração da central de Miranda), terá em 1975, 2000 MW instalados em centrais a fio de água e 2000 MW instalados em centrais de albufeira [6].

4.3 — POTÊNCIA TÉRMICA A INSTALAR

A potência térmica a instalar é imposta pela satisfação das necessidades anuais de energia e de potência.

No cálculo da potência térmica necessária à satisfação da procura de energia, admitir-se-á que os consumos

normais serão satisfeitos em 95% dos anos. Isto é, se os anos forem extremamente secos, de tal modo que a energia afluyente turbinável seja inferior à que tem a probabilidade 0,05 de não ser excedida, haverá restrições nos consumos normais. Assim, esta hipótese acarreta cortes nos consumos normais com a frequência média de uma vez em cada 20 anos e restrições parciais de maior ou menor gravidade nos consumos especiais à média de uma vez em cada 5 anos. Com o aumento da energia exigida pelos consumos especiais e atendendo à importância cada vez maior das indústrias que a utilizam, haverá muito provavelmente que rever as suas condições de garantia, o que só se conseguirá à custa da introdução de mais centrais no nosso sistema electroprodutor. Manter-nos-emos, no entanto, dentro do critério de garantir em 95% dos anos apenas os consumos normais e assim, a potência térmica necessária será dada pela seguinte expressão (GW):

$$PT(n) = 1,1 \frac{11,4(1,08)^n - EH(0,05)}{8,760} \quad (6)$$

Foi adoptado o factor 1,1 e não 1,2 pois se admite que nos anos secos as albufeiras podem desempenhar o papel de reserva parada das centrais térmicas, o que parece válido enquanto a garantia de energia for mais difícil de satisfazer que a garantia de potência. Deste modo 1,1 tem apenas em conta a reserva e a indisponibilidade técnica das centrais térmicas. A expressão (6) corresponde à linha (a) da fig. 4.

Não se esconde que o valor de 8760 horas anuais de integração da potência térmica de apoio é muito discutível e talvez exagerado. No entanto, estão a ser considerados anos extremamente secos (de energia afluyente com a probabilidade 0,05 de não ser excedida), o que reduzirá enormemente a prioridade das aflúencias nos aproveitamentos de fio de água, especialmente se atendermos às suas possibilidades de regularização. Por outro lado, está a ser analisado o período de transição dum sistema electroprodutor predominantemente

hidrico para um sistema misto, o que quer dizer que os consumos anuais são bastante superiores à energia afluyente de ano médio, podendo portanto proporcionar uma elevada utilização às potências térmicas de apoio. Voltaremos ainda a analisar esta questão, no entretanto e para a expressão (6), a escolha das 8760 horas pode ser justificada pela posição em que nos colocamos de procurar valores por defeito para as potências térmicas a instalar.

Para garantir as pontas anuais do diagrama de cargas, parece ser necessário ter um sistema electroprodutor com a potência total instalada 20% superior ao valor previsto para a ponta (reserva parada e girante) cuja evolução é traduzida pela expressão (5). Admitindo que a potência hidroeléctrica então instalada é de 4000 MW, a potência térmica necessária à garantia das pontas é, em GW,

$$PT^*(n) = 1,2 P(n) - 4 = 1,2 \frac{11,4(1,08)^n}{4,53} + \frac{1,35(1,04)^n}{8,76} - 4 \quad (7)$$

A expressão (7) corresponde à curva (b) da fig. 4.

O maior dos valores de (6) e (7) corresponde à potência térmica a instalar e facilmente se verificará que, dentro das hipóteses feitas, não haverá problemas de garantia de pontas no nosso sistema electroprodutor antes de 1983. Só então se terá necessidade de recorrer a meios especiais de satisfação de pontas tais como o maior sobreequipamento das albufeiras próximas dos centros consumidores ou a instalação de sistemas de bombagem hidroeléctrica.

Como não desejamos analisar o período posterior a 1985 nem nos lançarmos na discussão dos melhores meios de satisfação das pontas, suporemos a inexistência deste problema na década 76-85, objecto deste trabalho, tanto mais que a adopção dos meios acima apontados beneficiaria a energia nuclear pois, mesmo que reduzisse a potência térmica global a instalar, aumentaria a utilização das centrais de mais baixos custos variáveis.

5 — Utilização média das potências térmicas de apoio

Um dos métodos de exploração racional dum sistema electroprodutor predominantemente hidráulico baseia-se no uso de linhas-guia dependentes do estado de enchimento das albufeiras: quando uma destas linhas-guia é atingida, faz-se o arranque da central térmica correspondente. Pondo de parte qualquer critério de prioridade estranho à boa exploração do sistema electroprodutor, embora de interesse nacional, como por exemplo, o consumo obriga-

tório de certo quantitativo de carvão português, as linhas-guia das centrais térmicas com menores custos variáveis são as primeiras a ser atingidas e as últimas a serem abandonadas, isto é, são as centrais térmicas com menores custos variáveis que marcham mais frequentemente e durante mais tempo. Deste modo, se as centrais térmicas tiverem custos variáveis diferentes, as suas utilizações médias anuais não são idênticas, dado o interesse em evitar que a energia que possa ser fornecida por uma central de mais baixos custos variáveis venha a ser fornecida por cen-

trais de custos variáveis mais elevados. Assim, desde que as energias afluentes não cheguem para satisfazer os consumos e mesmo que o ano não possa ser considerado seco, as centrais de menores custos variáveis trabalham, fornecendo o complemento de energia necessário e só nos anos extremamente secos e, portanto, menos frequentes, arrancam as centrais de custos variáveis mais elevados.

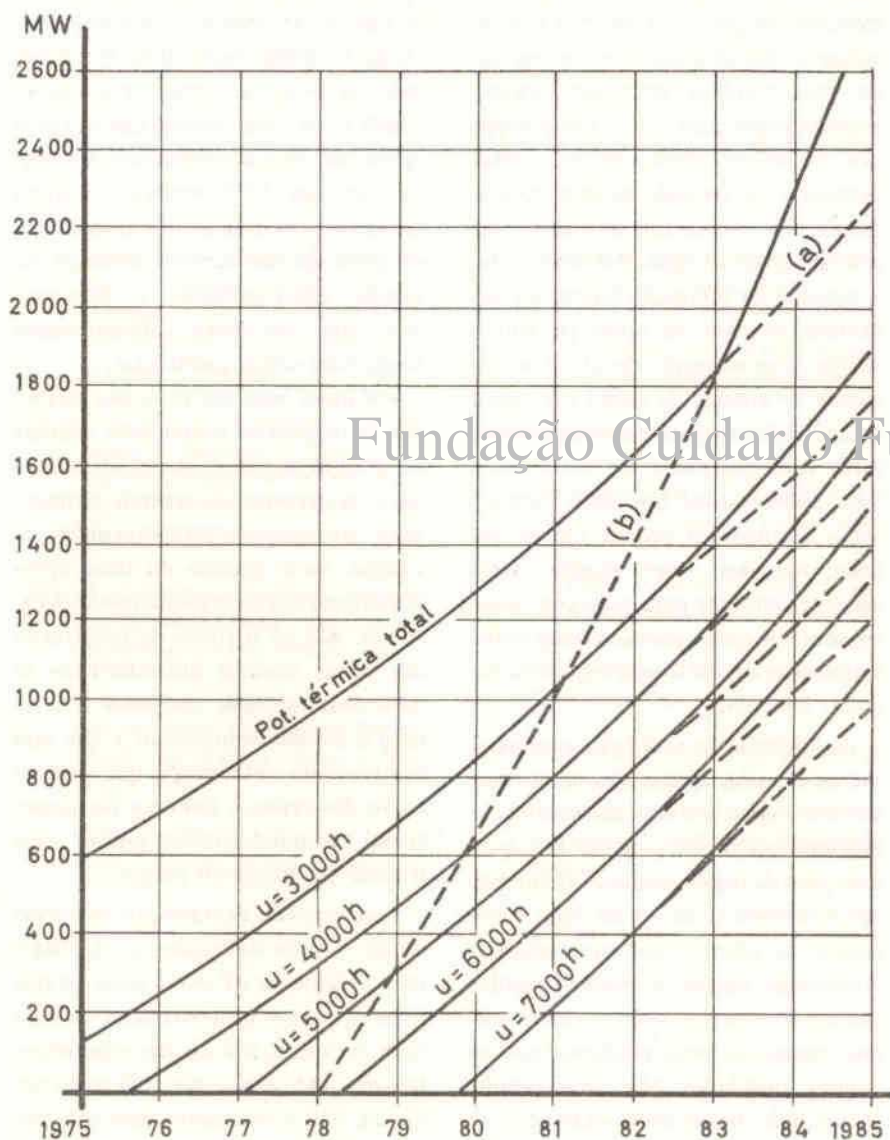
Estando as centrais classificadas segundo custos variáveis crescentes e conhecendo a necessidade probabilística de energia térmica de apoio, $ET(n,p)$, dada pela expressão (4), podemos determinar a probabilidade de uma dada central arrancar e portanto a sua utilização média interanual.

Na escolha das centrais térmicas a construir para prestarem apoio a uma rede hidroeléctrica, podemos começar por supor um crescimento contínuo e gradual dos custos variáveis associados à produção de energia com potências crescentes. Assim, abstraindo eventuais problemas de pontas e supondo uma boa regularização anual, os menores custos globais de exploração são obtidos fazendo trabalhar continuamente a potência estritamente necessária à produção do complemento de energia que o sistema hidroeléctrico é incapaz de satisfazer. Isto é, num determinado ano, recorrer-se-á à potência térmica de apoio dada pela seguinte expressão (MW):

$$P(n,p) = 1,1 \frac{ET(n,p)}{8,760} = 1,1 \frac{11,4(1,08)^n + 1,35(1,04)^n - EH(p)}{8,760} \quad (8)$$

O factor 1,1 tem em conta a reserva girante e a indisponibilidade técnica do equipamento. Contudo, a probabilidade de se necessitar de toda esta potência é igual a p , e portanto a utilização média interanual da última fracção de potência é apenas (horas/ano)

$$u = \frac{8760}{1,1} p \quad (9)$$



(a) Potência térmica necessária à garantia dos consumos normais em 95 % dos anos.
(b) Potência térmica necessária à garantia das pontas (supondo 4000 MW de potência instalada no sistema hidro-eléctrico).

Fig. 4 — Potências térmicas de utilização média inter-anual igual ou superior aos valores indicados. (Energia hidro-eléctrica de ano médio: 13 100 GWh).

É agora fácil determinar a potência instalada que terá utilização média interanual igual ou superior a uma certa utilização u_1 . A igualdade (9) dá o valor de p que deve determinar o valor de $EH(p)$ correspondente (ver fig. 3). Com o auxílio de (8) e (9), pode então traçar-se $P(n)$ com uma utilização superior a u_1 .

A fig. 4 mostra a evolução das potências térmicas de utilização média 5000, 6000 e 7000 horas por ano. O seu cálculo baseou-se na hipótese de crescimento dos consumos definida em 3.1 e num sistema hidroeléctrico suposto já completo em 1975 e capaz de fornecer, em média, 13 100 GWh/ano, com uma dispersão obedecendo à curva da fig. 3. Admitiu-se também que não era necessária energia térmica de ponta e que o sistema hidroeléctrico tinha suficiente capacidade de armazenamento para que a potência de apoio térmico durante o verão não tivesse de ser superior à de inverno, hipótese que parece razoável dada a tendência actual de manter no sistema hidroeléctrico uma certa regularização interanual.

Há, porém, duas questões que interessa discutir: a satisfação das pontas e a colocabilidade no diagrama de cargas da energia fornecida por estas potências constantes, sem perda da energia a fio de água.

A primeira destas questões depende imenso da política a adoptar para garantir as potências de ponta e satisfazer as energias que lhes estão associadas. Embora seja provável que se aumente o equipamento das albufeiras mais próximas dos centros de consumo ou até que elas venham a ser providas de sistemas de bombagem, a fig. 4 mostra a tracejado as potências térmicas de base com utilização média interanual superior a 3000, 4000, 5000, 6000 a 7000 horas/ano; supondo que a potência hidroeléctrica é só 4000 MW e que portanto, as pontas são fornecidas por centrais térmicas especializadas, adaptadas económica e tecnicamente para pequenas utilizações. O afastamento das duas curvas, com e sem centrais térmicas de ponta, é muito pequeno e na falta destas centrais, será mais ou

menos reduzido conforme o sobreequipamento praticado nas albufeiras, a maior ou menor homogeneidade do parque de centrais térmicas ou a potência instalada nos sistemas de bombagem.

O estudo da colocabilidade no diagrama de cargas da energia destas centrais térmicas de base com elevada utilização interanual, sem perda de energia de fio de água, é complexo e necessita do conhecimento pormenorizado dos dados e do apoio de grande capacidade de cálculo automático. No entanto, um exame expedito à fig. 4 mostra que as utilizações interanuais elevadas, exigindo portanto o funcionamento das centrais térmicas mesmo em anos húmidos, aparecem suficientemente tarde para que o crescimento dos consumos verificado até então, permita a sua inclusão na base do diagrama sem desperdício de energia nas centrais de fio de água. Por outro lado, a redução da utilização interanual das centrais térmicas de apoio de baixos custos proporcionais, devido à necessidade de energia de ponta ou menor colocabilidade, aparece suficientemente tarde para que possa ser compensada pelo apoio estival que estas centrais serão chamadas a prestar mesmo em anos húmidos, com energia total afluente suficiente para satisfazer todos os consumos mas sem completo aproveitamento devido a uma regularização anual limitada.

As potências de utilização interanual menos elevada, apenas são necessárias em anos secos e a sua colocabilidade está dependente da potência instalada e do grau de regularização existente nos aproveitamentos de fio de água e necessita de estudo mais aprofundado. Atendendo, porém, à grande irregularidade dos nossos rios ao longo do ano, parece ser possível afirmar que os valores calculados não serão muito irrealistas pois, nestes anos secos, é possível contar com suficiente regularização nos aproveitamentos a fio de água ao longo de quase todo o ano, sendo possível meter na base do diagrama toda a potência térmica indicada sem perda de água.

Não parece possível nem conveniente realizar o aproveitamento integral dos novos recursos hidroeléctricos até 1975, pois é necessário antecipar a introdução da energia térmica na rede, o que, além de preparar os técnicos e interessar e equipar a indústria, dispensará a construção acelerada de aproveitamentos cada vez mais pequenos e dispersos, para os quais dificilmente se poderia dar satisfação no meio nacional à solicitação de técnicos e equipamento de estaleiro ou de capacidade da indústria ligada à construção das centrais hidroeléctricas: cimento, construção mecânica e turbinas hidráulicas. Por outro lado, as linhas de transporte e a capacidade de armazenamento que um programa de total aproveitamento hidroeléctrico até 1975 imporá, ficariam talvez sem interesse alguns anos depois da presença das centrais térmicas no sistema electroprodutor e, portanto, sem vida económica suficientemente longa para serem justificadas.

Por todas estas razões, senão mesmo por conveniências económicas internas ao próprio sector da electricidade, ter-se-á de recorrer às centrais térmicas para satisfazer os novos pedidos de energia, antes mesmo do total aproveitamento dos recursos hidroeléctricos. Assim, não só o ritmo de construção das novas centrais hidroeléctricas se deve fixar no valor que mais convier para o complexo industrial a que está ligado, como a experiência que a exploração das centrais térmicas for fornecendo, permitirá escolher melhor a estrutura do respectivo parque.

Com esta fase de transição, as curvas da fig. 4 serão deslocadas para cima e para a esquerda e é então mais do que urgente pensar na construção de centrais nucleares, não apenas experimentais mas industriais. Na realidade (ver fig. 2), não é necessário citar estudos como Gamma I e Gamma II, bem mais próximos contudo das condições nacionais, para sentir que a energia nuclear poderá ser já competitiva em Portugal dentro do período necessário à construção duma central. (Ver Tarapur e

Bodega Bay, nas fig. 2, e ter em conta o deslocamento das curvas da fig. 4, por influência da antecipação do recurso à energia térmica, convencional ou nuclear).

Admitindo assim que na década de 70-80, o limiar de concorrência entre as centrais térmicas convencionais e nucleares em Portugal se dará para utilizações entre as 3000 e 4000 horas anuais (ver fig. 2) e atendendo por outro lado ao paralelismo das curvas da fig. 4, conclui-se que no período considerado se não deve ter no sistema electroprodutor português mais de 400 a

600 MWe⁽¹⁾ de potência térmica convencional, devendo estar convenientemente adaptada a baixas utilizações. A quase totalidade da energia térmica então necessária deverá ser de origem nuclear e, em 1985, a potência instalada em centrais nucleares deverá, pelo menos, ser igual a 1700 MWe, isto é, doze vezes a que temos actualmente no nosso sistema hidroeléctrico e que é o resultado dos 20 anos de esforços na formação de técnicos e equipamento industrial

(1) Valor que será certamente reduzido se o sistema hidroeléctrico não for entretanto totalmente explorado.

que se deve à orientação fixada na Lei 2002, de 26 de Dezembro de 1944.

O tratamento do problema da introdução da energia térmica na nossa rede, compreendendo os anos anteriores a 1975, com meios de cálculo mais potentes e com dados mais reais e, portanto, menos desfavoráveis à energia nuclear do que os que aqui foram usados, é imperioso e urgente. A solução revelará o estado em que nos encontramos e permitirá procurar e obter os meios necessários para evitar um atraso que pode vir a ser irremediável.

BIBLIOGRAFIA

- [1] — K. DARIN, Y. LARSON, C. E. LIND e outros — *Principles of Power Balance Calculations for Economic Planning and Operation of Integrated Power Systems* — Estocolmo, 1959.
- [2] — C. E. LIND, G. LINDSTROM and J.-E. RYMAN — *Economics of Nuclear Power and Conventional Thermal Power in a Typical Hydroelectric System* — Geneva, 1958 P/134 Sweden.
- [3] — G. GIMSTEDT — *Functional Interrelation Between Conventional and Nuclear Production* — WPC, Madrid, 1961.
- [4] — J.-E. RYMAN — *Co-operation of Hydro-electric Power, Conventional Thermal Power and Nuclear Power* — Estocolmo, 1958.
- [5] — J. LINDQVIST — *Operation of a Hydro-thermal Electric System: A multigrade Decision Process in Power Apparatus and Systems* — April, 1962.
- [6] — F. IVO GONÇALVES — *Estudo Energético* — CPIN, 1961 (não publicado).
- [7] — Repartidor Nacional de Cargas — *Análise da Contribuição de um Aproveitamento para a Cobertura de um Diagrama de Cargas* — Lisboa, 1961.
- [8] — J. PIRES LOURENÇO — *Análise Económica das Soluções Alternativas: Centrais Nucleares - Centrais Térmicas Tradicionais* — CPIN, 1961 (estudo não publicado).
- [9] — A. A. FERNANDES — *A competitividade da energia nuclear em Portugal: elementos para a sua análise* — Publicação 62.13, CPIN, 1962 (não publicado).
- [10] — A. L. GARCIA — *Nota sobre a utilização da Central REP-O* — CPIN, 1962 (não publicado).
- [11] — FRITZ AEMMER — *Détermination de la puissance à donner aux centrales hydrauliques en tenant compte de leur encadrement dans l'exploitations des réseaux inter-connectés avec d'importantes centrales thermiques (classiques et nucléaires)* — Lausanne, 1958.
- [12] — Pacific Gas and Electric Company — *Bodega Bay Atomic Data* — March, 1962.
- [13] — ARMANDO GIBERT — *As Três Primeiras Fases de Aproveitamento Nacional da Energia Nuclear na Produção de Electricidade* — Janeiro, 1962.



Fundação Cuidar o Futuro

Fundação Cuidar o Futuro

Composto e impresso nas Oficinas Gráficas de
BERTRAND (IRMÃOS), LDA.
Travessa da Condessa do Rio, 7 — LISBOA



Fundação Cuidar o Futuro

Fundação Cuidar o Futuro

Fundação Cuidar o Futuro