

Avaliação económica do aproveitamento hidroeléctrico do Torrão

CARLOS MADUREIRA
Gab. Plan. Centros Produtores (EDP)

resumo

O autor estima o valor económico do aproveitamento hidroeléctrico do Torrão para o sistema electroprodutor nacional.

1. Introdução

A presente nota tem como objectivo a apresentação da avaliação económica do escalão do Torrão, cujo anteprojecto foi elaborado pela DEH em Dezembro de 1979.

Tal avaliação, representando o valor económico da sua contribuição em energia e potência para o sistema electroprodutor nacional, deverá, consequentemente, ser realizada com o centro produtor em análise integrado no sistema produtor global e numa óptica que considere a evolução prevista para esse sistema, num dado horizonte de tempo; foi neste contexto que se realizou o estudo de caracterização económica do escalão do Torrão que se apresenta adiante.

Previamente, no entanto, e após uma caracterização sumária do aproveitamento e da apresentação dos elementos em que se baseia o estudo, é apresentada a análise do interesse da instalação de bombagem e do nível de potência a instalar no aproveitamento, tendo em vista a definição das suas características que melhor se coadunam com a sua integração no conjunto do sistema electroprodutor nacional.

abstract

The author estimates the economic value of the hydroelectric scheme of Torrão for the national electroproduction system.

2. Caracterização sumária do aproveitamento

O escalão do Torrão, tal como se encontra definido no Anteprojecto de Dezembro de 1979, é essencialmente constituído por:

- uma barragem do tipo gravidade com vazamento, localizada cerca de 3 km a montante da confluência do rio Tâmega com o rio Douro, com 69 m de altura, 218 m de desenvolvimento do coroamento entre encontros e um volume de betão de cerca de 224 400 m³;
- um descarregador de cheias de superfície livre, com bacia de dissipação a jusante, situado na zona central da barragem, com cinco vãos, dimensionado para um caudal de 4150 m³/s;
- um circuito hidráulico ⁽¹⁾ constituído por:

⁽¹⁾ A este circuito hidráulico dimensionado para um caudal nominal de 2×160 m³/s corresponde uma perda de carga de cerca de 1,3 m.

- uma tomada de água comum aos dois grupos, tendo o respectivo bocal a área total de 350 m²;
 - um troço inicial de galeria, comum aos dois grupos, entre o bocal da tomada de água e o poço das comportas, revestida a betão, de secção variável e com cerca de 50 m de comprimento;
 - duas galerias independentes (uma por grupo) com o diâmetro de 6,7 m, revestidas a betão, tendo uma 158 m e a outra 209 m de comprimento, entre o poço das comportas e os grupos;
 - dois difusores com o comprimento de 55 m cada um, entre o eixo do grupo e o descarregador da boca de restituição ⁽²⁾ sobre a albufeira de Crestuma, com a soleira à cota (8,0);
- uma central a céu aberto com os grupos instalados em poços com cerca de 45 m de altura, situada na encosta da margem esquerda do rio Tâmega cerca de 150 m a jusante da barragem, tendo o piso principal, à cota (40,0), 72 m de comprimento e 24 m de largura, equipada com dois grupos turbina-bomba do tipo Francis, com a potência nominal fornecida à rede de 2×70 MW; a fim de se garantir a contra-pressão necessária para o funcionamento em bombagem o plano médio das rodas encontra-se à cota (−2,5);
- um edifício de comando situado ao ar livre junto à central, disposto em dois pisos, tendo o rés-do-chão, à cota (40,0), a área de 590 m² e o piso elevado, à cota (44,0), a área de 410 m²;
- uma subestação exterior de 10/220 kV situada Junto à central em duas plataformas, uma localizada à cota (50,0) com a área de 540 m² e a outra localizada à cota (62,0) com a área de 460 m²;
- um posto de seccionamento situado a cerca de 95 m da subestação, disposto em duas plataformas às cotas (110,0) e (120,0), ocupando uma área total de cerca de 13 000 m².

A barragem domina uma bacia hidrográfica com as seguintes características:

— área total	3252 km ²
— altitude média	605 m
— chuva efectiva média	1273 mm
— caudal integral anual médio afluente	2111 hm ³

A albufeira criada pela barragem, com o nível de pleno armazenamento à cota (65,0) e o nível mínimo

de exploração à cota (49,0), a que correspondem, respectivamente, as quedas brutas máxima ⁽³⁾ e mínima ⁽⁴⁾ de 53,0 e 35,5 m, tem uma capacidade útil ⁽⁵⁾ de 77 hm³, inundando uma área de 651 ha e desenvolvendo-se na extensão de 31 km ao longo do rio Tâmega.

3. Elementos de base

3.1. Data prevista de entrada em serviço

Os elementos mais recentes fornecidos pela DOEQ/SEH relativos às datas previstas para entrada em serviço dos grupos do escalão do Torrão são as seguintes:

- 1.º Grupo — Dezembro 1985
- 2.º Grupo — Abril 1986

Considerando estas datas referidas a meio do mês e a necessidade de um período de 2,5 meses para ensaios, tem-se que as datas previsíveis de entrega à exploração são, respectivamente:

- 1.º Grupo — início de Março 1986
- 2.º Grupo — início de Julho 1986

3.2. Horizonte do estudo

O estudo foi realizado num horizonte correspondente ao tempo de vida do aproveitamento, de 75 anos, dividido em duas partes:

- estudo a curto e médio prazo: num horizonte de 14 anos que medeia entre os anos de 1986 e 2000, tendo-se seleccionado para o cálculo da valia anual os estádios do sistema electroprodutor correspondentes aos anos de 1986 (por ser o ano de entrada em serviço do escalão), 1990, 1995 e 2000;

⁽²⁾ Tomada de água quando funcionar em bombagem.

⁽³⁾ Com a albufeira de Crestuma à cota mínima de exploração (12,0).

⁽⁴⁾ Com a albufeira de Crestuma à cota de pleno armazenamento (13,5).

⁽⁵⁾ Esta capacidade útil destina-se a ser, no todo ou em parte, utilizada para encaixe de volumes bombados, particularmente em fins de semana; observe-se que o regime de exploração normal do escalão do Torrão é a fio de água, a cota praticamente constante, que em termos de média diária se admite ser a cota (64,5) a que corresponde a queda bruta média de 51,5 m.

— estudo a longo e muito longo prazo: num horizonte de 61 anos, que medeia entre os anos 2000 e 2061, tendo-se considerado longo prazo entre os anos 2000 e 2020 e o muito longo prazo entre os anos 2020 e 2061.

3.3. Previsão da evolução dos consumos

A evolução dos consumos de energia eléctrica, referidos à produção, prevista até ao ano 2000, tem

QUADRO I

Evolução prevista dos consumos

Ano	Produção para consumos [GWh]	Ponta anual [MW]
1980	15 642	3 081
1981	16 925	3 334
1982	18 299	3 605
1983	19 755	3 892
1984	21 304	4 197
1985	22 957	4 523
1986	24 703	4 866
1987	26 432	5 207
1988	28 282	5 572
1989	30 262	5 962
1990	32 381	6 379
1991	34 647	6 825
1992	37 073	7 303
1993	39 668	7 814
1994	42 445	8 362
1995	45 416	8 947
1996	48 595	9 573
1997	51 997	10 243
1998	55 636	10 960
1999	59 531	11 728
2000	63 698	12 548

QUADRO II

Sub-sistema hidroeléctrico

Sistema hidroeléctrico	Capacidade útil da albufeira [GWh]	Potência instalada [MW]	Potência garantida [MW]	Energia produtível em ano médio [GWh]	Energia produtível em ano crítico [GWh]
Sistema em exploração	2260	2275	1812	9571	5811
Aguieira-Raiva ⁽¹⁾	40	318	254	285	133
Pocinho	—	186	149	508	264
Crestuma	—	105	84	351	209
Belyer IV	—	32	26	30	0
Vilarinho II	—	58	46	0	0
Sela ⁽²⁾	—	54	43	197	132
Torrão	—	140	112	233	141
Alto Lindoso	230	720	576	862	517
Touvedo ⁽³⁾	—	28	22	80	60
Lindoso actual ⁽⁴⁾	—	—80	—64	—260	—220
Alqueva ⁽⁵⁾	420	390	312	400	200

⁽¹⁾ Inclui a derivação para a Aguieira de aflúências à albufeira de Fronhas, no rio Alva.

⁽²⁾ Parcela portuguesa correspondente a 35,5 % do total do escalão.

⁽³⁾ Contraembalse do escalão do Alto Lindoso.

⁽⁴⁾ Valores a deduzir quando da entrada em exploração do Alto Lindoso.

⁽⁵⁾ Sem rega; sem Rocha da Galé.

sido, nos estudos de planeamento da expansão do sistema electroprodutor nacional, baseada na consideração de uma taxa de crescimento médio anual da produção de 7,5 % na década de 80 e de 7 % na década de 90, o que conduz aos valores registados no Quadro I.

3.4. Expansão prevista do sistema electroprodutor até ao ano 2000

No Quadro II resumem-se as principais características do subsistema hidroeléctrico em exploração, em construção ou já decidido no início de 1981.

O subsistema térmico em serviço, em construção ou decidido no início de 1981 está caracterizada no Quadro III.

No horizonte considerado a expansão prevista do sistema electroprodutor nacional decorre basicamente das duas seguintes premissas:

- aproveitamento, tão grande quanto possível na prática, dos recursos hídricos nacionais, o que leva a acelerar o ritmo de realização de aproveitamentos hidroeléctricos para o nível de funcionamento de cinco estaleiros em simultaneidade;
- expansão da componente térmica de base pela via do carvão, arrancando com grupos de 300 MW para posteriormente passar à gama dos 600 MW; a consideração da alternativa nuclear, já nunca possível antes de cerca de 1995, só teria incidência no final do período em estudo, não devendo, por isso, afectar sensivelmente os resultados.

Nos Quadros IV e V apresenta-se a caracterização da expansão prevista para o sistema produtor nacional e no Quadro VI uma síntese dos anteriores explicitando os balanços em potência e energia em ano crítico.

As configurações apontadas para os vários estádios correspondem a um dimensionamento do sistema tal que, considerando valores para as indisponibilidades dos equipamentos resultantes de dados estatísticos para as centrais existentes e da experiência de outros países para as centrais de novos tipos, a satisfação dos consumos:

- se faça em condições de mínimo custo;
- seja garantida mesmo em regime hidrológico crítico (afluência do regime de 1957, com a probabilidade de 95 % de ser excedido).

Para regimes hidrológicos mais secos que o considerado como crítico admite-se o recurso a importações para obviar eventuais défices de energia.

QUADRO III

Sub-sistema térmico

Sistema térmico	Potência instalada [MW]	Potência disponível [MW]	Energia garantida [GWh]
Sistema em exploração	1629 ⁽¹⁾	1263	9 136
Setúbal III	250	200	1 533
Setúbal IV	250	200	1 533
Tunes III	83	71	291
Tunes IV	83	71	291
Sines I	300	240	1 840
Sines II	300	240	1 840
TOTAL	2895	2285	16 464

⁽¹⁾ CARREGADO	750
TAPADA DO OUTEIRO	150
BARREIRO	65
SETÚBAL I, II	500
ALTO MIRA + TUNES I, II	164
TOTAL	1629

QUADRO IV

Expansão do subsistema térmico [MW]

Subsistema térmico		1986	1990	1995	2000
Turbinas a Gás	Antigas	164	164	—	—
	TUNES III, IV	166	166	166	166
FUEL	CAR/TO/BAR	965	965	965	465
	SETÚBAL	1000	1000	1000	1000
CARVÃO	SINES	600	1200	1200	1200
	2.ª Central	—	600	1800	1800
	Centrais seg.	—	—	1200	4800
TOTAL		2895	4095	6331	9431

3.5. Sistema de preços; Taxa de actualização; Indicadores económicos das centrais térmicas

O sistema de preços adoptado refere-se a meados de 1980 e o valor da taxa de actualização foi fixado em 10 %.

Nestas condições os indicadores económicos das centrais térmicas assumem os seguintes valores:

- a) encargos variáveis (\$/kWh): correspondentes aos custos de oportunidade dos combustíveis (na central) indicados nos Quadros VII e VIII.
- b) encargos fixos: para a central térmica que no período de estudo se encontra em expansão os respectivos encargos fixos (por MW líquido disponível) são os indicados no Quadro IX.

QUADRO V
Expansão do sub-sistema hidroeléctrico
[MW]

1986		1990		1995		2000	
Albufeiras (1)	852 (120R)	Albufeiras (1)	852 (120R)	Albufeiras (1)	852 (120R)	Albufeiras (1)	852 (120R)
Diversos (2)	387	Diversos (2')	307	Diversos (3)	679 (300R)	Diversos (3)	679 (300R)
Douro (int.)	564	Douro (int.)	564	Douro (int.)	564	Douro (int.)	564
Douro (nac.)	843	Douro (nac.)	843	Douro (nac.)	843	Douro (nac.)	843
Aguieira	300R	Aguieira	300R	B. Tâmega (4)	388 (140R)	B. Tâmega (5)	488 (140R)
+ Raiva	18	+ Raiva	18	A. Lindoso	720	A. Lindoso	720
Torrão	140R	Torrão	140R	+ Touvedo	28	+ Touvedo	28
		A. Lindoso	720	Alqueva	390R	Alqueva	780R
		+ Touvedo	28				
Sela	54	Sela	54	Foz-Côa	207R	Foz-Côa	207R
		Alqueva	390	Vidago	160R	A. Tâmega (6)	330R
		Foz-Côa	207R	Alvarenga	300	Alvarenga	300
		Fridão	134	Rocha da Galé	390	Rocha da Galé	390R
				Pêro Martins	184	A. Côa (7)	302
Total	3158 (560R)	Total	4557 (767R)	Total	5705 (1317R)	Total	6483 (2267R)

(1) Sistema Cávado e Zêzere.

(2) Sistema Tejo e Rede Secundária (incluindo o Lindoso actual).

(2') (2) — Lindoso actual.

(3) Aguieira/Raiva + Sela + (2).

(4) Torrão + Fridão + Sr.^a Graça.

(5) Torrão + Fridão + Sr.^a Graça + Daivões.

(6) Vidago + Padroselos.

(7) Pêro Martins + Sr.^a Monforte.

R — Equipamento reversível.

QUADRO VI
Balanços em potência e energia em ano crítico

ANO		1986	1990	1995	2000
Consumo [GWh] ¹		24 703	32 381	45 416	63 698
Ponta anual [MW] ²		4 866	6 379	8 947	12 548
SUB-SISTEMA HÍDRICO	Potência instalada [MW]	3 158	4 557	5 705	6 483
	Potência garantida [MW] ³	2 526	3 645	4 569	5 368
	Energia média [GWh]	11 249	12 750	14 200	14 700
	Energia garantida [GWh] ⁴	6 703	7 471	8 254	8 551
SUB-SISTEMA TÉRMICO	Potência instalada [MW]	2 895	4 095	6 331	9 431
	Potência garantida [MW] ⁵	2 285	3 245	5 165	7 564
	Energia garantida [GWh] ⁶	17 001	24 897	37 777	56 177
SISTEMA TOTAL	Potência garantida [MW] (3 + 5)	4 811	6 890	9 734	12 932
	Energia garantida [GWh] (4 + 6)	23 704	32 368	46 031	64 728
BALANÇOS	Saldo em Potência 2-(3+5) em [MW]	+55	+511	+787	+384
	em % da ponta	+1,1	+8,0	+8,8	+3,1
	Saldo em energia 1-(4 + 6) em [GWh]	-999	-13	+615	+1 030
	em % do consumo	-4,0	0,0	+1,4	+1,6

QUADRO VII

Custos dos combustíveis na central

Central	US\$/t
CARVÃO { Sines	54,5
Centrais seg.	60,5
FUEL-ÓLEO	193,1
GASÓLEO	325,5

QUADRO IX

Encargos fixos por MW líquido disponível

Central	Potência unitária	Encargo fixo (*) (contos/MW . ano)
Carvão	300 MW	15 300
	600 MW	12 100

(*) Considerando a instalação de dispositivos de dessulfurização.

QUADRO VIII

Encargos variáveis nas centrais com os combustíveis

CENTRAL		Encargos variáveis (Esc./kWh)		
		Combustível	Outros encargos variáveis	Total
CARVÃO	Sines	1,21	0,036	1,25
	Centrais 300 MW	1,34	0,209	1,55
	seguintes 600 MW	1,32	0,128	1,45
FUEL-ÓLEO	Setúbal	2,33	0,031	2,36
	Barreiro	2,61	0,031	2,64
	Carregado	2,39	0,031	2,42
GASÓLEO	Tunes (I, II)	5,23	—	5,23
	Alto de Mira	5,02	—	5,02
	Tunes (III, IV)	4,50	—	4,50

4. Reversibilidade e potência a instalar

As condições de utilização da bombagem no aproveitamento do Torrão, confinada aos tipos diária ou de fim-de-semana, e a oportunidade da sua utilização quando integrada no conjunto do sistema electroprodutor nacional são aspectos que aconselham um exame cuidadoso com vista a verificar o interesse da sua adopção.

Da mesma maneira julga-se necessária uma análise dos efeitos produzidos pela inserção do aproveitamento do Torrão no sistema electroprodutor nacional, tendo em vista a confirmação do nível previsto de potência a instalar.

Neste número são apresentados resultados e conclusões a que conduziram os estudos realizados com o objectivo de analisar, relativamente ao aproveitamento do Torrão, os seguintes aspectos:

I — Verificação do interesse da instalação de equipamento reversível;

II — Confirmação ou revisão do nível de potência a instalar.

4.1. Instalação de equipamento reversível

No «Anteprojecto do escalão do Torrão» elaborado pela DE/SEH, com data de Dezembro/1979, foi prevista a instalação de turbinas-bombas.

Independentemente de no futuro se vir, ou não, a justificar a possibilidade de bombar a partir da albufeira do Torrão para os escalões mais a montante que se prevê instalar no leito do rio Tâmega, interessa analisar o interesse da instalação da bombagem no escalão do Torrão considerado isoladamente. Em tais condições (e uma vez que o regime normal de exploração do Torrão sem bombagem seria a fio de água, a cota praticamente constante, por a sua albufeira não dispor de capacidade de regularização para transferência sazonal) a bombagem a realizar neste escalão será do tipo diária e de fim-de-semana o que, em períodos secos poderá eventualmente garantir (se outras condi-

ções se verificarem, tal como a existência de energia na cava do diagrama para bombagem) a alimentação da potência instalada durante períodos de tempo interessantes para a rede, ainda que tendo como contrapartida, que todavia não invalida aquele benefício, a diminuição da queda acarretada pela necessidade de criar volume para encaixe dos volumes bombados.

Para os estádios apontados em 3.2 foram realizados, com o modelo VALOR ÁGUA, estudos de simulação da exploração otimizada do sistema electroprodutor nacional que conduziram aos seguintes resultados para o aproveitamento do Torrão:

Estádio	Renda da bombagem (10 ³ contos)
1986	58,0
1990	79,0
1995	108,2
2000	116,6

Admitindo que a renda da bombagem variaria linearmente entre os estádios considerados e que a partir do ano 2000 até ao ano 2061 estabilizaria no valor daquele ano, a parcela de valia eléctrica atribuível à bombagem, ou seja, o valor actualizado das rendas anuais de bombagem à data de entrada em exploração do aproveitamento, meados de 1986, a preços de referência de meados de 1980 e para a taxa de actualização de 10 %, é

$$VB = 1025 \cdot 10^3 \text{ contos.}$$

Em informação recente o SEH estima, a preços de meados de 81, o diferencial de custos directos ao passar da instalação de turbinas para turbinas-bombas em 668 milhares de contos, como se indica a seguir:

Instalação	Acréscimo de custos directos (10 ³ contos)
Equipamento	543
Construção civil	125
TOTAL	668

Admitindo que os custos indicados sofreram um agravamento de 20 % de meados de 80 a meados de 81, temos que aquele diferencial para o sistema de preços de referência, meados de 80, será

$$\frac{668}{1,2} \cdot 10^3 = 557 \cdot 10^3 \text{ contos.}$$

O custo total correspondente a estes custos directos vale, então (em 10³ contos):

Custos directos	557
Encargos gerais (6 %)	33
Custos técnicos	590
Encargos financeiros ⁽⁶⁾ (26 %)	153
CUSTO TOTAL	743

Conclui-se, assim, comparando a valia eléctrica da bombagem 1025 . 10³ contos, com o correspondente custo da sua instalação, 743 . 10³ contos, que a instalação de equipamento reversível no aproveitamento do Torrão apresenta plena justificação económica.

4.2. Nível de potência a instalar

Os estudos que têm vindo a ser realizados com o modelo VALOR ÁGUA para um horizonte temporal até ao ano 2000 permitem detectar um sobredimensionamento no equipamento hidroeléctrico previsto, traduzido através de valores muito baixos das rendas unitárias das centrais hidroeléctricas, o que em parte se pode atribuir à aceleração admitida do programa de expansão da componente hidroeléctrica, constituída por aproveitamentos cujo dimensionamento de princípio, privilegiando um acentuado sobreequipamento, fora concebido na perspectiva dum ritmo de realizações menos intenso.

Tal circunstância sugere a revisão dos níveis de potência a instalar nas futuras centrais hidroeléctricas pelo que pareceu oportuno, em relação ao aproveitamento do Torrão, procurar verificar se se justifica instalar a potência prevista no anteprojecto. Para tal, a solução neste adoptada foi cotejada com outra em que a potência instalada seria apenas de 100 MW.

Atendendo a que a diferença de potência instalada nas duas soluções é apenas de 40 MW, justificando-se assim considerá-la marginal ao sistema, é legítimo atribuir às rendas unitárias de afluência, da central e da bombagem referentes ao Torrão o mesmo valor em ambos os casos de potência instalada. Assim, tomam-se para aquelas grandezas os valores que se apresentam no Quadro X e que são os resultados, referentes ao Torrão equipado com 140 MW, fornecidos pelos estudos de simulação da exploração otimizada do sistema electroprodutor nacional realizados mediante o modelo VALOR ÁGUA, já atrás referidos.

Com o objectivo de determinar o acréscimo de energia anual média produzido pela solução com potência de 140 MW em relação à de potência de

⁽⁶⁾ Calculados como se verá no parágrafo 6.

QUADRO X

Resultados do modelo VALOR ÁGUA para Torrão com 140 MW

Ano	REND A		
	Afluência \$/kWh	Central contos/kW	Bombagem contos/kW
1986	2,74	0,55	0,72
1990	3,30	0,63	0,66
1995	2,55	0,76	0,91
2000	2,62	1,03	0,98
Valor actualizado (*)	30,98	8,36	8,99

(*) À data da entrada em exploração do Torrão, meados de 86, para a taxa de actualização de 10 % e admitindo que entre os estádios referidos a variação é linear e que a partir do ano 2000 até ao fim do período do estudo, ano 2061, se mantém o valor daquele ano.

100 MW, foi efectuada uma análise das tabelas disponíveis de produções mensais, tendo-se concluído ser aquele acréscimo de cerca de 12 GWh/ano.

Assim, considerando que as rendas da central e da bombagem atrás apontadas são entendidas como por kW disponível e tendo-se considerado uma disponibilidade do equipamento hidroeléctrico de 85 %, tem-se que o acréscimo de valia eléctrica ao passar de 100 MW para 140 MW é (em 10³ contos):

Afluência	$12 \times 30,98 = 371,7$
Central	$0,85 (140 - 100) \times 8,36 = 284,2$
Bombagem	$0,85 (140 - 100) \times 8,99 = 305,7$
TOTAL = 961,6	

Em contrapartida o correspondente acréscimo de custo, com base em informação prestada recentemente pelo SEH, é o seguinte, referido a preços de meados de 80 (em 10³ contos):

Construção civil	152
Equipamento	523
Custos directos	675
Encargos gerais (6 %)	40
Custos técnicos	715
Encargos financeiros (7) (26 %)	185
ACRÉSCIMO DOS CUSTOS TOTAIS	900

Em conclusão e confrontando os valores do acréscimo de valia eléctrica e do correspondente custo ao passar de 100 MW para 140 MW, pode-se afirmar que se justifica economicamente instalar 140 MW no aproveitamento do Torrão.

5. Cálculo da valia eléctrica

Na sequência da análise apresentada no número anterior o cálculo da valia eléctrica do aproveitamento do Torrão vai ser realizado para a hipótese de instalação de turbinas-bombas e de potência instalada de 140 MW, fornecida à rede, tal como se prevê no anteprojecto de Dezembro de 1979.

5.1. Valia anual a curto e médio prazo

Tendo em conta que os benefícios proporcionados por um centro produtor, cuja quantificação em termos económicos é representada pela sua valia eléctrica, dependem estreitamente da composição do sistema em que ele se integra, torna-se necessário para a determinação daquela valia a simulação da exploração optimizada do sistema global ao longo da vida do centro produtor; na prática, e atendendo ao efeito da técnica de actualização que faz com que os valores dos primeiros anos sejam predominantes em relação aos mais afastados no tempo, a determinação da valia eléctrica é baseada, fundamentalmente, na análise da contribuição do centro produtor em alguns estádios correspondentes aos primeiros quinze a vinte anos da sua vida (análise a curto e médio prazo).

De acordo com o referido no parágrafo 3.2 e para as configurações do sistema electroprodutor nacional previstas para os anos de 1986, 1990, 1995 e 2000 foram realizados, mediante a utilização do modelo VALOR ÁGUA, estudos de simulação da exploração optimizada daquele sistema, correspondente às condições de custo mínimo de produção e de garantia de satisfação dos consumos referidos em 3.4.

Os resultados dessas simulações revelam que as configurações consideradas do sistema produtor respondem satisfatoriamente à previsão dos consumos e que a expansão do sistema não se afasta significativamente das condições de optimalidade.

A evolução da valia eléctrica bruta anual (em 10³ contos) do aproveitamento do Torrão, resultante das parcelas

- renda da afluência
- renda da central
- renda da bombagem

é apresentada no Quadro XI.

(7) Calculados como se verá no parágrafo 6.

QUADRO XI

Evolução da valia eléctrica a curto e médio prazo
(em 10³ contos)

RENDA	1986	1990	1995	2000
Afluência	361,0	619,1	526,0	535,5
Central	48,2	74,6	90,2	122,5
Bombagem	58,0	79,0	108,2	116,6
TOTAL (*)	467,2	772,7	724,4	774,6

(*) Valia eléctrica bruta anual.

5.2. Valia anual a muito longo prazo

Para o cálculo da valia eléctrica bruta anual a muito longo prazo, «valia assintótica» (limite superior para o qual tende), correspondendo a uma situação, que se admitiu verificar a partir do ano 2020, para a qual não existem restrições à colocabilidade de toda a potência hidroeléctrica disponível, foi aplicado um método estático de comparação com uma solução alternativa composta por uma combinação duma central térmica marginal de base e por uma central de bombagem pura, de forma que a central térmica marginal de base fornece a energia que alimenta a central de bombagem pura e que a soma das energias colocadas no diagrama de cargas por aquelas duas centrais iguala a energia produzida pelo aproveitamento hidroelétrico.

Os parâmetros económicos atribuídos àquelas duas centrais são os seguintes:

- central de bombagem pura: encargo anual fixo por kW instalado (por não se dispor de valor de referência tomou-se igual ao correspondente das turbinas a gás), 2990\$/kW;
- central térmica marginal de base (convencional, queimando carvão importado): custo total de

produção líquida para uma utilização de 100 % da potência disponível, 2\$83/kWh.

Nestas condições a valia eléctrica bruta anual a muito longo prazo, valia assintótica, atinge o valor de

$$1370 \cdot 10^3 \text{ contos.}$$

5.3. Valia eléctrica bruta e líquida

Para o cálculo da valia eléctrica bruta admitiu-se que a valia eléctrica bruta anual variaria linearmente entre os estádios considerados, estabilizando a partir do ano 2020; nestas condições a valia eléctrica bruta do aproveitamento do Torrão, considerando:

- a meio de 1986 como data de referência,
- os benefícios anuais referidos a meio do ano,
- o sistema de preços de referência de meados de 1980,
- um período de vida de 75 anos,
- a taxa de actualização de 10 %,

é

$$VE_b = 8430 \cdot 10^3 \text{ contos.}$$

Os encargos de exploração e conservação do aproveitamento do Torrão estão estimados em 40 000 contos/ano, correspondendo-lhe, então, o valor actualizado de cerca de 400 . 10³ contos; deduzindo este valor à respectiva valia eléctrica bruta obtém-se a valia eléctrica líquida:

$$VE_l = 8030 \cdot 10^3 \text{ contos.}$$

6. Análise económica

A mais recente estimativa de custos técnicos de que se dispõe para o aproveitamento do Torrão, refe-

QUADRO XII

Investimentos
(Preços de meados de 1980)

Investimento	Até fim de 1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	TOTAL
Custo técnico	25,9	327,3	847,8	1333,3	1368,1	1383,2	455,8	5741,4
Encargos financeiros	3,4	19,29	79,98	197,03 (*)	351,80	524,55	334,48	1510,53(**)
Total anual	29,3	346,59	927,78	1530,33	1719,90	1907,75	790,28	7251,93
Total acumulado	29,3	375,89	1303,67	2834,00	4553,90	6461,65	7251,93	

(*) 0,10 . 1303,67 + 0,05 . 1333,3.

(**) 26 % do custo técnico total; foi o valor adoptado em 4.1 e 4.2.

Nas linhas seguintes do mesmo quadro calculam-se os valores dos investimentos anuais e o valor do investimento total actualizado à data de entrada em exploração do aproveitamento, meados de 1986, para a taxa de actualização de 10 %.

$$I \simeq 7250 \cdot 10^3 \text{ contos}$$
$$\frac{VE_1}{I} = \frac{8030}{7250} = 1,11.$$

Electricidade

energia - electrónica

Envie cheque ou vale postal a EDEL

1000 LISBOA