

J. Allen Lima

Engenheiro Electrotécnico (IST)

Reflexão sobre o Sistema Electroprodutor Nacional

resumo

No início de 1950 o sistema eléctrico nacional caracterizava-se por pequenas unidades de produção (principalmente térmicas) e redes regionais de distribuição. Nos anos 50 apareceram as primeiras grandes centrais hidráulicas e uma rede nacional de transporte; trata-se de um marco importante para o sector da energia eléctrica, que se evidenciou por forte investimento em centrais de produção hidráulica e uma perspectiva nacional para a entrega por grosso da energia produzida.

Até 1969 a estrutura do sector era baseada em: companhias produtoras hidráulicas; companhia de transporte e órgão regulador da repartição nacional de cargas; companhias de distribuição (algumas também pequenos produtores hidráulicos). As irregularidades provenientes da produção hidráulica, devido aos condicionalismos naturais, fez aparecer uma empresa térmica com objectivo de fornecer energia de apoio nos períodos secos; isto implicou também a necessidade de um fundo financeiro de regulação devido à diferente estrutura do sistema — a produção hidráulica dependia fundamentalmente de custos fixos e a térmica dispunha de uma componente de custos variáveis muito importante — de forma a regular o preço médio de venda de energia por grosso.

Em 1969 ocorreu a integração, numa única empresa, das companhias de produção e transporte. Em 1976 registou-se a completa verticalização com a formação da EDP, o que representou também uma escolha por um modelo de empresa pública.

Têm-se verificado debates importantes sobre concorrência e estrutura organizacional orientada para regras de mercado, como forma de melhor organização do sector. Nesta análise é proposto um redesenho equilibrado, baseado em: criação de uma empresa núcleo de todo o sistema, associando a produção hidráulica, transporte, despacho e controlo centralizado, bem como as funções comerciais ligadas à compra e venda de energia por grosso; empresas de produção térmica; empresas regionais de distribuição. Esta solução abre a concorrência entre produtores térmicos (ao nível da eficiência de operação e da patência para a construção de novas unidades) e também com a própria empresa núcleo, a qual estará submetida à pressão para a melhor utilização económica do recurso natural disponível para produção de electricidade — ÁGUA; sob o ponto de vista comercial a empresa núcleo teria a dimensão suficiente para realizar a regulação financeira do sistema.

O autor efectuou as reflexões apresentadas no final de 1990.

summary

In the beginning of 1950 the portuguese electricity supply industry was based on small power units (mostly thermal) and local networks. In the fifties powerful hydro plants and the first steps of a national grid were put into service; this was a mile stone in the electricity industry, characterized by strong investments in hydro plants and national view for the bulk power delivery.

Until 1969 the industry structure was based on: hydro companies; transmission company and supply regulating body; distribution companies (some of them also small hydro producers). The irregularities from electrical hydro generation, due to nature, made arise a thermal company aiming power supporting

production in dry periods; this implied also a need for a financial regulating fund due to the different system cost structure — hydro, mostly based on constant costs and thermal plants with strong variable cost components — in order to average bulk power supply tariffs.

In 1969 occurred the integration, in a single company, of the generation and transmission companies. In 1976 the complete integration occurred with EDP formation, which has represented also a choice for a public sector structure.

Important debates have been done about competition and market oriented organizations for a better new electricity supply industry structure. In this paper a well balanced reshaping is proposed, based on: a core of the industry company, gathering the hydro plants, transmission, despatch and central control of all the system and having the role of bulk electricity commercial arrangements; the thermal generating companies; local area distribution companies. This solution opens competition among thermal producers (for running under the best efficient conditions and for the construction of new units) and also with the core company itself, which will have the pressure for the best economical usage of the natural resource available for the electrical production — WATER; under a commercial point of view, the core company would have size enough for the financial regulation of the system, too.

The Author did summarize his thoughts at the end of the year 1990.

Um pouco de História

O início dos anos 50 é caracterizado por produção em pequenas centrais hídricas e térmicas, associadas a redes regionais de distribuição da energia produzida; a predominância era de produção térmica. Havia uma pulverização num grande número de companhias, o que decorria dum certo pioneirismo e da baixa densidade de consumos da época. Resultavam também hábitos e procedimentos inadequados à natureza e à forma de exploração de um sistema eléctrico.

A necessidade de coordenar e racionalizar a exploração das centrais produtoras e de pôr ordem nas actividades correspondentes (qualidade técnica, garantia de satisfação dos consumos, benefícios económicos, promoção do desenvolvimento) levam a criar, em 1951, o REPARTIDOR NACIONAL DE CARGAS-RNC; a sua função primeira era a de disciplinar a produção. Também, o início de operações, naquele ano, da COMPANHIA NACIONAL DE ELECTRICIDADE-CNE, bem como de centros produtores hidráulicos de um escalão superior (Castelo de

Bode da Hidroeléctrica do Zêzere, Venda Nova da Hidroeléctrica do Cávado), introduziram uma dimensão nova: centros produtores afastados dos pólos de consumo mais elevado (Lisboa e Porto); perspectiva de fornecimentos nacionais, através de uma rede de transporte — missão da CNE; fomento da exploração das potencialidades hidráulicas; intercâmbio entre empresas produtoras através da rede de transporte.

No ano de 1951, a produção de energia eléctrica de origem hidráulica foi, pela primeira vez, superior à de origem térmica. Contudo, a produção total em pouco excedia 1000 GWh, ou seja, da ordem de 4% do consumo actual. Nessa altura preconizava-se o forte desenvolvimento dos meios de produção hídrica, embora fosse reconhecida a sua insuficiência e irregularidade, havendo, portanto, a necessidade de recurso a apoio térmico; num horizonte mais longo adivinhava-se o regresso à predominância de tipo de produção donde se acabava de sair.

De facto, e salvo raras excepções na década de 60 sempre foi preciso recorrer ao apoio de produção térmica, quer devido a pe-

ríodos secos, quer por incapacidade prática do desenvolvimento dos aproveitamentos hidroeléctricos acompanhar o crescimento dos consumos. Actualmente, o sistema é novamente de raiz térmica (a inversão deu-se na década de 80), com utilização quase total de combustíveis importados. Como se depreende, a produção hidráulica passou a desempenhar o papel de apoio, tendo utilização preferencial, sempre que disponível e mais vantajosa, sob o ponto de vista económico.

De qualquer forma, e apesar do actual quase esgotamento de novos e grandes empreendimentos hidroeléctricos, mantem-se o interesse de levar até à exaustão esta via de produção, desde que possível. A sua importância económica continua, fazendo depender da pluviosidade registada uma parte significativa da regulação financeira do sistema electroprodutor. Não fica, portanto, descabido recordar uma citação de 1955:

«A natureza dos recursos energéticos portugueses, que levou a lei de electrificação a estabelecer o predomínio da produção hidroeléctrica na ali-

mentação da rede nacional, torna as condições de exploração dependentes em larga medida das contingências meteorológicas — coisa velha, sabida e evidente, que às vezes rebenta, como as flores na primavera, com seu aroma de novidade recente. Resulta dessa dependência o interesse de fazer em cada ano, a par do balanço dos valores da empresa, o balanço das condições do tempo e da sua influência sobre a produção de energia; dele colheremos úteis ensinamentos quanto à política futura da electricidade» [1].

Como já referido, o predomínio previsto não é mais possível. Nem tão-pouco o fomento de indústrias fortemente consumidoras de energia eléctrica (tal como foi feito na década de 50, no arranque da industrialização nacional), pois a base de produção é de custo elevado e corresponde a combustíveis fósseis. A necessidade de dar satisfação à variabilidade diária e sazonal do consumo, bem como de compensar as limitações e irregularidade da produção hidráulica, conduziu à formação, em 1954, da EMPRESA TERMOELÉCTRICA PORTUGUESA-ETP. A sua criação resultou, também, da precariedade e complexidade do apoio térmico existente na época. A ligação do primeiro grupo gerador (Tapada do Outeiro — queima de carvões pobres, de origem nacional), efectuou-se em 1959.

O sonho da energia nuclear, abundante, barata e segura, ainda não pode ser encarado como uma realidade. Em 1957, dizia-se:

«Sem carvão, sem petróleo, sem gás natural, com as quedas de água esgotadas em 20 anos, com o preço e a dificuldade de importar combustíveis

agravados dia a dia — não era, até há pouco, de animar a grandes cometimentos o panorama português das fontes de energia. A fissão nuclear abre porém uma janela sobre o futuro; não é — que se saiba — relâmpago demolidor das formas clássicas, que alguns apreçoam no entusiasmo de uma novidade mal conhecida; é — este pouco — a continuação da existência na cadência habitual» [1].

O aparecimento da ETP veio introduzir alterações no sistema tarifário, de compra e venda de energia por grosso, pois havia necessidade de compensar monetariamente a existência desta infraestrutura de apoio, mesmo que não produzisse energia (situação que se verificaria na hipótese de plena satisfação do consumo por via hidráulica). Esta mudança ocorreu no exercício de 1960, sendo norteada por:

- Cobertura dos encargos fixos da ETP;
- Criação do FUNDO DE APOIO TÉRMICO-FAT, destinado a cobrir os encargos variáveis de produção da ETP e, eventualmente, para acelerar a electrificação nacional.

Em ambos os casos foi atribuído à CNE o papel de órgão de compensação, ou «barra de equilíbrio», quer por suportar os encargos fixos da ETP, quer pela gestão do FAT. Aliás, não é demais salientar o papel desempenhado pela CNE e, em particular, pela personalidade marcante do PROF. FERREIRA DIAS, na coordenação e desenvolvimento da indústria eléctrica nacional (a CNE coordenava também o RNC).

Em 1961 há a registar um facto importante: a entrada em serviço

da primeira interligação com Espanha, realizada a 220 kV pela CNE. Abriu-se assim uma nova via de apcio mútuo, possibilitando trocas energéticas e de recurso. Na altura verificou-se também um empenho na exportação de excedentes de produção hidráulica para França, através da rede espanhola; tratava-se duma forma de armazenar energia por intermédio de bombagem em centrais de albufeira francesas, para posterior importação em momentos de carência. Estas trocas tinham valor diminuto, mas são reveladoras do esforço de bem aproveitar os recursos hidroeléctricos disponíveis, assim como de os regularizar através do armazenamento de água (Castelo de Bode e Venda Nova, já citadas, são centrais de albufeira, enquanto as barragens do rio Douro são de fio de água; as do primeiro tipo permitem um certo armazenamento de água — forma prática de armazenar indirectamente energia eléctrica em quantidade — o que possibilita alguma regularização intersazonal e interanual; a primeira central de albufeira equipada com bombagem, Alto Rabagão, entrou em exploração em 1964; a bombagem é um meio de promover a devolução de água à albufeira, gastando energia hidráulica excedente ou energia produzida durante o vazio da madrugada, noutras centrais do sistema, para posterior produção em alturas de carência; como se depreende, as centrais com possibilidade de bombagem podem efectuar um ciclo reversível, o qual tem perdas de rendimento, residindo o seu benefício nas possibilidades apontadas).

É altura de se falar de cotas de mercado. Em 1952 o RNC coordenava 92 % da produção do País (1339 GWh); a CNE colocava no mercado da distribuição 38 % deste valor. Em 1968, último ano de

exercício da CNE como empresa autónoma, os valores registados foram de 6202 GWh de produção nacional, 94 % coordenados pelo RNC e 79 % colocados na distribuição pela CNE. Estes números revelam um ritmo forte de crescimento (média de 10 % ao ano, no período 52 a 68), tanto como a perda de peso relativo das pequenas produções integradas em redes de distribuição regional. O impulso de desenvolvimento deve-se às empresas constituintes da chamada rede primária (designação consagrada no DL 43335 de 1960 — Hidroeléctricas do Zêzere, Cávado, Douro, Portuguesa; ETP; as instalações abrangidas por concessões de transporte da CNE).

A CNE actuou como compradora e vendedora de energia por grosso, inicialmente através de contratos de compra negociados com os produtores (principalmente os da rede primária) e de venda com os grandes distribuidores ou grandes clientes industriais. As dificuldades de negociação, caso a caso, e o objectivo de homogenização, levam à definição de uma tarifa geral de venda, em 1956, para os consumos permanentes (os consumos temporários, correspondiam a electroquímicas ou electrometalúrgicas, às quais se facilitava o uso de excedentes de produção, tendo, portanto um grau de interruptibilidade elevado). Será de mencionar um respigado de 1957:

«A natureza de órgão geral de interligação, que cabe à Companhia Nacional de Electricidade — no qual nem sempre tem existência real a noção de distância de transporte, dada a multiplicidade de fontes e o papel que a todas cabe na alimentação da rede, segundo a ordem natural resultante da marcha das condições hi-

droológicas — o carácter de barreiras gerais do País com que a rede assim se apresenta, as condições da economia portuguesa a aconselharem independência de preços em relação às coordenadas geográficas do consumo, como defesa das zonas pouco favorecidas, o carácter de serviço público essencial, pouco compatível com o resultado aleatório de solicitações mercantis, o texto da própria lei a recomendar unidade tarifária — tudo leva a pensar que a uniformidade de condições de venda da energia para consumos permanentes é a única política razoável» [1].

A política de uniformização tarifária prosseguiu, sendo fixado, por Despacho Ministerial de 1959, as tarifas de venda à CNE da energia fornecida pelo grupo de produtores hidráulicos da rede primária. Como já citado, o aparecimento da ETP obrigou à revisão destes tarifários, de modo a contemplar a cobertura dos seus encargos fixos através das tarifas da CNE (os encargos variáveis seriam um encargo do FAT).

No exercício de 1962, ano com uma produtividade hidroeléctrica abaixo da média (coeficiente de hidraulicidade 0,96), foi necessário recorrer ao apoio térmico de 164 GWh (4,6 % da produção total), tendo a CNE concorrido, pela primeira vez, com 2,6 % do valor das suas vendas para o FAT (refira-se ainda que os encargos fixos da ETP, naquele ano, representavam 4,4 % das vendas da CNE; ambos os valores foram retirados das suas receitas de exploração).

Na década de 60, o ano de 1965 necessitou de forte apoio a uma hidraulicidade muito desfavorável (coeficiente de hidraulicidade 0,91), recorrendo-se ao apoio tér-

mico e à importação de Espanha e França e, também, à redução de consumos não permanentes. Em termos de volume de energia, a importação representou 11,4 % e o apoio térmico 8,6 % do total. Estas dificuldades desequilibraram completamente as finanças da CNE, sendo de citar:

«Assim, no Activo, inseriu-se a conta «Fundo de Apoio Térmico» pelo valor do «déficit» resultante dos avultados encargos suportados com a importação de energia estrangeira (111 583 contos) e com o apoio térmico das centrais nacionais (124 812 contos). Para fazer face a estes encargos excepcionais, que a receita legal do Fundo não pôde cobrir, contraiu a Companhia, no final do ano, na Caixa Geral de Depósitos, Crédito e Previdência, mediante despacho favorável de Sua Excelência o Secretário de Estado da Indústria, um empréstimo a médio prazo de 120 000 contos, consignada ao Fundo, posição que também é assinalada no Passivo.

Por esta forma pôde a Companhia, que tem a seu cargo a administração do Fundo, compensar as receitas das produtoras nacionais» [1].

Os valores monetários relativos ao apoio indicado — importação e térmico — representaram 24 % do valor de venda de energia da CNE. Esta situação veio introduzir grande preocupação, nesta empresa, a qual foi reconhecida pelo Estado, em 1966, designadamente:

«Noutro aspecto do problema, verificou-se que já o pequeno agravamento determinado pelo Decreto-Lei n.º 46031 suscitou certas dificuldades de ordem técnica na conjugação

das tarifas de produção com as tarifas de venda da empresa concessionária do transporte aos seus consumidores. A diferente estrutura destes dois grupos de tarifas torna difícil conseguir entre eles uma harmonia satisfatória e, por outro lado, cria factores de incerteza na previsão das receitas, que, não sendo importantes para a economia do conjunto, podem no entanto afectar seriamente o equilíbrio económico da concessão de transporte» [2].

O DL 46 031 de 1964, fixava o critério de tarifas de produção, das empresas da rede primária, relativamente ao conjunto, com a respectiva orientação de partilha de receitas arrecadadas (por aquelas empresas e pelo FAT, repartição de acordo com os seus encargos próprios). Reconhecia-se, assim, o regime de exploração conjugada e solidária. O DL 46 917 de 1966 vem incluir a CNE neste regime, sendo interessante recordar a sua opinião, na altura:

Assim na conta «Rede c/ Exploração» aparece a nova rubrica «Participação dos Produtores e do Fundo de Apoio Térmico na Receita» em substituição da anterior «Compra de Energia», o que se faz para harmonizar a contabilidade com o regime estabelecido no Decreto-Lei n.º 46 917 de 23 de Março de 1966, pelo qual a nossa Companhia foi integrada no «pool» de receitas da Rede Primária.

Desta forma deixámos de ser compradores e vendedores de conta própria para passarmos a ser vendedores da energia produzida na Rede Primária, com repartição das receitas apuradas pelas cinco Em-

presas que a constituem e pelo Fundo de Apoio Térmico, em conformidade com os critérios a que já aludimos» [1].

Ainda, e para o mesmo ano, será de continuar a citação:

«A situação do Fundo de Apoio Térmico, cuja administração está entregue à nossa Empresa, causa-nos alguma apreensão já que, como referimos no relatório do ano findo, o Fundo é deficitário por virtude do largo apoio térmico e da importação de energia a que foi necessário recorrer em 1965, já porque estão previstas para 1967 despesas a suportar pelo Fundo por necessidade de apoio e de ensaios do 3.º grupo da Central Térmica da Tapada do Outeiro e do 1.º grupo da Central do Carregado» [1].

Registe-se que a CNE detinha 15 % da receita do «pool» e que em 1969 ocorreu a fusão das ditas empresas da rede primária na COMPANHIA PORTUGUESA DE ELECTRICIDADE-CPE. A completa verticalização do sector aconteceu em 1976, com a formação da ELECTRICIDADE DE PORTUGAL-EDP, altura em que se iniciou a agregação da função de Distribuição.

A terminar este resumo histórico, diríamos que o FAT continuou deficitário, sendo integrado nas contas da EDP em 1986; o défice acumulado é da ordem de 100 milhões de contos (quase 50 % das vendas líquidas). Em sua substituição foi introduzido um critério de CORRECÇÃO DE HIDRAULICIDADE, o qual acumulou um défice de 24 milhões de contos, no fim de 1989. O objectivo desta correcção, foi o de representar por um custo ou um proveito o dife-

rencial entre o custo económico da produção e o custo económico de referência (este último, baseado nos custos variáveis de produção e na simulação de exploração optimizada do sistema electroprodutor para condições hidrológicas médias e nível inicial das albufeiras verificado — ver DL n.º 23/89 de 19 de Janeiro).

Organização da Produção de Energia Eléctrica

A condução técnica e operacional de um sistema electroprodutor, isto é, conseguir, momento a momento, o equilíbrio entre a produção e consumo, é uma matéria razoavelmente dominada; trata-se mesmo de um exemplo do bem sucedido acumular de conhecimentos e desenvolvimento da engenharia electrotécnica. A regulação do sistema, de forma a acompanhar as variações instantâneas da potência pedida pelo consumo e de garantir estabilidade geral de tensões, assenta em procedimentos distribuídos (alguns automáticos — reguladores de velocidade e de tensão dos grupos geradores, por exemplo) e numa coordenação e decisão centralizada no DESPACHO NACIONAL da EDP-DN. Para além dos aspectos técnicos citados, a que a informatização do DN veio introduzir novas ferramentas, há decisões a tomar sobre a segurança do fornecimento e a integridade do sistema supervisionado (ou seja, manutenção de reserva de potência, nos geradores em serviço) e ainda da margem de regulação da energia indutiva e capacitiva em jogo, de forma a precaver um colapso de tensões (esta última, conhecida por gestão de reactiva). Em ambos os casos, as decisões do DN têm impacto económico no custo de exploração do sistema, embora as de maior

peso estejam ligadas ao balancear da oferta-consumo, pois trazem associadas o escalonamento da ordem de chamada ou retirada de exploração dos grupos geradores, ou alteração da sua cota de produção.

É bem conhecido que os custos de produção variam de central para central, não devendo, contudo concluir-se que a melhor solução corresponde ao escalonamento por ordem crescente desses custos. Convém transcrever um respigado de 1955:

«Mas se a energia eléctrica é fisicamente a mesma qual quer que seja a fonte — res-salvados certos pormenores de regulação e do factor de forma da onda de tensão — os conceitos de Economia são mais exigentes na selecção e não aceitam como iguais as energias que não garantam o mesmo diagrama de potência.

Isto nos obriga a meditar em que não interessa apenas produzir mas também analisar a qualidade do que se produz, já que a energia não é um artigo uno mas se oferece em qualidades diferentes pelo seu valor económico e pelas possibilidades de uso.

... ao tomarmos o caminho de definir prioridades, olhando em primeiro lugar à qualidade da energia com vista à coordenação da rede interligada, começa a parecer anacrónico o costume, que sempre foi simplista mas teve certa voga, de alinhar os aproveitamentos pela ordem crescente de um hipotético preço de produção.

A novidade de hoje será velharia de amanhã; como se apresentará o problema da energia dentro de 50 anos» [1].

O escalonamento optimizado não pode ser feito com base em custos totais (remuneração dos capitais empregues, amortizações, custos de exploração, etc.), mas sim em:

- Maximização da utilização dos meios de produção hidroeléctrica, com prioridade às centrais de «hidráulica fatal», isto é, sem capacidade de armazenagem (o que é característico dos fios de água); recurso tanto quanto possível às centrais de albufeira para produção de substituição dos meios térmicos mais onerosos (em termos de custos variáveis) e para realizar alguma regularização intersazonal e anual da água disponível.
- Prioridade de uso de grupos térmicos segundo a ordem dos custos variáveis mais baixos.

Como se depreende, o DN, desempenha um papel preponderante na gestão económica do sistema, embora numa óptica de condução. Algumas das suas decisões, ligadas ao processo de exploração conjugada, têm reflexos intertemporais podendo influir a política de investimentos (por exemplo, critérios de armazenagem de água e de bombagem, arranques e paragens de grupos térmicos).

Num horizonte de médio-longo prazo interessa considerar a política de expansão, ou contracção, da base heterogénea de partida que possuímos. A política de investimento no sistema electroprodutor estará dependente do tarifário de venda da produção e de compra no consumo final (no primeiro caso, pelo grau de cobertura de incertezas — como a variabilidade do preço dos combustíveis, custos de construção e condições macroeconómicas; no segundo caso, pelo grau atingido de gestão

do consumo — fomento de utilização racional, autoprodução, etc.). Estes aspectos estão centralizados na DIRECÇÃO CENTRAL DE PLANEAMENTO da EDP-DPL.

Compreende-se, pela complexidade económica e financeira do sistema, a dificuldade em possibilitar, por um lado, a maximização de benefícios individuais e, por outro lado, a optimização do todo, visto como uma unidade económica. Para dar resposta a este problema já foram tentadas várias soluções, como por exemplo as verificadas desde a década de 50 até à actualidade. Um exemplo destas dificuldades, que consideramos não completamente resolvido, mesmo na estrutura vertical presente, é o da transição de um sistema de raiz custos totais fixos para um sistema misto. Exemplifiquemos melhor:

- Subsistema hidráulico

Os custos são basicamente fixos: a produção pode ser muito irregular; as hipóteses de crescimento, através da construção de centrais de grande produção, estão praticamente esgotadas;

- Subsistema térmico

Custos variáveis elevados; a produção pode ser regular (supõe-se não haver dificuldade de abastecimento de combustíveis e controlado o valor da taxa de indisponibilidade dos grupos geradores); grande possibilidade de expansão da potência instalada.

As duas tentativas de estabilização — FAT e mais recentemente a Correção de Hidraulicidade — têm-se revelado instáveis (acumulação de défices). Esta última necessita de ser revista; prova-se matematicamente que a forma de aplicação de juros torna o processo divergente; também, variações

percentuais idênticas em torno de hidraulicidade média, implica diferenciais diferentes em sobrecusto ou poupança de combustíveis — necessidade de opção por uma média financeiramente equilibrada e não por uma média hidrológica.

Recorda-se, a este propósito, que as previsões para 1991 apontam para (base em estudo da DPL):

- Previsão de consumo
26100 GWh
- Encargos variáveis aproximados de exploração do sistema electroprodutor (em contos de 1988)

Ano húmido — (tipo 66)
1,51 mil contos / GWh

Ano médio
2,10 mil contos / GWh

Ano seco — (tipo 81)
2,98 mil contos / GWh

o que mostra poder haver uma oscilação, em encargos variáveis, de 38 milhões de contos (preços de 88), entre um ano tipo seco ou húmido. A dimensão desta variação ilustra bem a necessidade de ser prudente na metodologia de regulação financeira do sistema; há a acrescentar um outro mecanismo de compensação, isto é, a manutenção de unidade tarifária no consumo (independência de preços em relação às coordenadas geográficas do consumo), o que se traduz por vantagens sociais importantes.

Perspectivas para os Anos 90

A CEE tem promovido a realização de estudos tendo em vista a abertura do mercado de energia eléctrica, com a consequente introdução de concorrência na produção. Independentemente da solução que vier a ser encontrada

(cooperação entre produtores, transportadores e consumidores; acesso comercial aberto, para venda-compra de energia, limitando-se os transportadores a cobrar os serviços de portagem e de regulação técnica), é reconhecido que haverá ganhos globais importantes, num sistema Europeu convenientemente interligado e onde se possa tirar partido pleno da segurança do conjunto e da permanente opção pela solução produtora de custo marginal mais baixo (num estudo realizado pela EdF, estima-se um ganho em combustíveis da ordem de 1 a 3 % — L' intérêt économique de l' interconnexion en Europe en l' an 2000, UNIPEDE 40. SYST, Outubro de 1990). Há, contudo, muitas questões em aberto, designadamente:

- Como garantir e pagar a segurança e qualidade do sistema, numa óptica de eventuais princípios de pura economia liberal (será adaptado à natureza e à forma de exploração da indústria eléctrica? será adequado apenas para o mercado das parcelas de energia sobranter?);
- Forma de compatibilizar duas escalas diferentes de tempo; o curto prazo, onde os investimentos são fixos e o médio-longo prazo onde as decisões estão para se tomar;
- Como conciliar, num sistema de concorrência de produção, a utilização dos recursos hidroeléctricos (sob o ponto de vista «económico» a produção hidráulica é valorizável pelo custo de substituição, o que pode não corresponder ao custo «financeiro» ou «empresarial»).

Recentemente ocorreu uma alteração importante no Reino Unido, correspondente à desverticali-

zação da estrutura do sector (Inglaterra e País de Gales), em:

- Produção, separada em três empresas, onde se espera e promove a concorrência;
- Transporte (empresa única — monopólio natural) efectua a regulação técnica do sistema electroprodutor, aplicando tarifas ao serviço de transporte e de regulação;
- Distribuição (12 empresas — monopólio natural) dispendo de liberdade de compra-contratação de produção (excepto para a produção de tipo não fóssil, onde há obrigação de compra duma cota dos seus consumos), tendo, em contrapartida, obrigação de fornecimento na sua área de intervenção;
- Mercado de fornecimentos por grosso, onde os preços são ajustados para cada meia hora, através do equilíbrio entre a oferta de preços de geração e de procura de consumo; os preços são baseados em preços marginais mais um termo de capacidade, variável em cada meia hora e calculado com base na probabilidade de perda de carga e respectiva valorização de perda de consumo (este termo de capacidade, terá a função de incentivo para novos investimentos na produção, de maneira a se conseguir dar resposta ao pico de consumo; espera-se que reflecta a componente de custo dessas novas construções).

Será de salientar que, na Inglaterra e País de Gales, a potência hidroeléctrica instalada é de apenas 3,7 % do total; o valor total ronda os 60000 MW; no final de 1990, a potência instalada em Portugal é de 7050 MW, sendo 46 % de origem hidráulica, o que mostra

diferenças de escala e de natureza produtiva.

Salvaguardadas as proporções e numa perspectiva de promoção da separação de negócios, de fomento da concorrência e de possibilitar soluções enquadráveis na política de abertura do mercado da energia eléctrica da CEE considera-se que a solução mais adequada à reorganização do sistema electroprodutor nacional, passa pelo seu factor chave, isto é:

Forte Componente Hidráulica de Produção Bastante Irregular

Dentro destas linhas de pensamento, seria de ponderar a seguinte reorganização:

- Unidade empresarial contendo a componente de «produção imposta», ou seja, HIDRÁULICA, o TRANSPORTE e as funções de MOVIMENTOS DE ENERGIA (onde se inclui o Despacho Nacional);
- Unidades empresariais de produção TÉRMICA;
- Unidades empresariais de DISTRIBUIÇÃO, de âmbito regional e dispendo de eventuais injectores de energia de pequena dimensão (mini-hídricas e pequenos autoprodutores); a dimensão e arranjo interno deveria permitir rendabilidades semelhantes;
- Uniformidade de tarifário, ao nível do consumo.

As vantagens desta partição e, em particular, da junção Hidráulica - Transporte - Movimentos de Energia, são várias, designadamente:

- Potenciar a concorrência entre produtores térmicos, permitindo tratamento idêntico

em termos de critérios de tarifas de compra, quer se trate de produtores públicos ou privados implantados no País, ou mesmo ainda de contratos de importação (tarifa com componente para cobertura de custos fixos, função do grau de disponibilidade efectiva dos geradores; componente para cobertura de encargos variáveis, função da energia produzida e do número de arranques e paragens dos geradores);

- Gestão dos aprovisionamentos de energia de origem térmica ou de importação, pela função Movimentos de Energia, dentro dos critérios, já referidos, de economia global da exploração conjugada — gestão optimizada da água e opção pelos custos marginais mais baixos de produção térmica ou de importação;
- A unidade empresarial Hidráulica-Transporte-Movimentos de Energia teria dimensão suficiente para efectuar a função de regularização inter-anual da tarifa (uniforme) de venda à Distribuição;
- Portagem de transporte uniforme, dimensionada para o pagamento deste serviço e dos custos de regulação técnica do sistema;
- Valorização das cedências internas, de energia de origem hidráulica de produção própria, de forma a permitir uma adequada absorção dos custos — o que corresponde a deixar flutuar a tarifa do kWh produzido internamente; deste modo, bastará gerir um único «fundo de regularização inter-anual da tarifa de venda», o qual só assim terá sentido corresponder à Correção de Hidraulicidade (pois um ano húmido acarretará maiores pro-

veitos decorrentes de menores custos de compra de energia de origem térmica ou de importação — o excedente obtido, relativamente a uma situação de custo padrão, poderá financiar a situação inversa de ano seco); doutro modo, isto é, se se definir uma tarifa equivalente por kWh de produção hidráulica, ter-se-ia que definir dois fundos de correcção — um ao nível da produção, outro ao nível das vendas, de forma a compensar mutuamente os desvios registados:

- A componente da grande produção Hidráulica ganharia uma vertente mais global (em vez da óptica, por vezes presentida, de lógica regional);
- O conjunto seria concorrente das unidades térmicas e dos próprios contratos de importação, não num sentido lato mas sim num objectivo de gerar benefícios, quer por bem gerir o conjunto, quer por maximização da sua própria produção, com reflexo em menor pagamento da componente variável das outras produções.

Embora não se esgote a análise destas questões, considera-se que os princípios enumerados poderão constituir uma base de partida equilibrada, sob o ponto de vista da particularidade nacional e duma reorganização empresarial balanceada financeira e economicamente. Não se coarcta concorrência na produção, nem abertura a outras possibilidades decorrentes de abertura de mercados. ■

Referências

- [1] Relatórios e Contas da CEE.
- [2] Decreto-Lei n.º 46 917 de 1966.