

O Monstro Eléctrico, os CAE e CMEC

Luís Mira Amaral

Engenheiro Eletrotécnico (IST)
Economista (MSc NOVASBE)

O desastre do actual sistema eléctrico português teve origem em 2007, quando o então governo de José Sócrates, com Manuel Pinho como Ministro da Economia, com a tutela da energia, decidiu instalar 8.000 MW de potência eólica intermitente remunerada por 15 a 20 anos com tarifas “feed-in”.

As tarifas “feed-in” permitem aos produtores eólicos um preço garantido de cerca de 90 Euros/mwh (precisemos ou não dessa energia...) e dão-lhes prioridade absoluta no acesso à rede, e por isso as centrais convencionais que faziam a base do diagrama de cargas (hidráulicas e térmicas) viram a sua produção drasticamente diminuída, pois quando há vento estas deixam de ser utilizadas, ficando apenas de “backup” às eólicas para funcionarem quando não haja vento.

Dos 8.000 MW de eólicas intermitentes, vieram-se efectivamente a instalar até agora cerca de 5.600 MW, número este que é muito superior aos 3.800 MW de potência de consumo em Portugal nas horas de vazio durante a noite. Este excedente da potência eólica intermitente instalada, face ao consumo nas horas de vazio, dá bem a noção da enormidade do desastre estratégico que se criou, tanto mais que as escassas interligações eléctricas Espanha / França, através dos Pirenéus, impedem, na prática, que quando há excedentes de electricidade intermitente na Península Ibérica estes possam ser vendidos no Centro da Europa.

As máquinas eólicas são de capital intensivo (cerca de 1 milhão de euros por cada MW instalado), mas só podem ser utilizadas em 25% do tempo, ou seja, quando há vento e temos ainda o azar de o vento soprar em Portugal em contraciclo em relação ao ritmo dos consumos. Isto obriga a que haja centrais de bombagem (para armazenagem da electricidade durante a noite quando há vento e não há consumo) e centrais clássicas, térmicas e hídricas (para produzirem electricidade durante o dia quando há consumo mas não há vento). As eólicas só funcionam com estas duas “muletas”, o que significa que para além do preço de venda à rede (90 euros/ mwh), as centrais eólicas têm, por causa destas “muletas”(as quais acarretam custos operacionais-“OPEX”-e custos de capital-“CAPEX”), um custo total para os consumidores de aproximadamente 160 euros/ mwh.

Por outro lado e como explicado antes, pelo facto de durante o dia poder não haver vento e termos que satisfazer o consumo, tal implica que temos que ter essa capacidade instalada adicional nas centrais convencionais. Tal explica que para uma potência de ponta de cerca de 7800 MW nas horas de maior consumo tenhamos que ter uma capacidade instalada de geração de cerca de 17800 MW com os consequentes e elevados custos de capital.

Chamo ainda a atenção para outro aspecto: uma rede tem de ter sempre geradores de reserva, face a um disparo da rede dum gerador em serviço e consequente interrupção do fornecimento de energia por esse gerador. Isso



acontecia obviamente na rede portuguesa, antes da entrada maciça da energia eólica. A rede portuguesa também já tinha alguma capacidade de armazenagem. Por isso a rede portuguesa acomodava perfeitamente, em termos de geração de reserva e de capacidade de bombagem, uma potência eólica até cerca de 2200 MW e a energia eólica justificava-se perfeitamente por duas razões: a diversificação do mix energético e o aproveitamento dum recurso endógeno, o vento. Mas a partir daí pode-se dizer que cada MW de eólica a instalar implica um MW térmico adicional e um MW a mais de bombagem. Neste contexto novas centrais hidráulicas a serem instaladas em Portugal são centrais de bombagem (e não centrais de fio de água que vão turbinando a água e produzindo electricidade à medida que ele passa no rio onde estão instaladas) destinadas a acumular o excesso eólico produzido durante a noite e não vão produzir energia nova.

Por outro lado, muitas vezes o excesso nocturno de produção de electricidade pelas eólicas, leva a que se exporte para Espanha a preço próximo de zero em complemento da armazenagem nas centrais de bombagem. Os espanhóis também incorreram nesses excessos eólicos pelo que estão a receber uma mercadoria de que não necessitam e por isso o fraco valor económica dessa nossa ven-

da a Espanha. A diferença entre os tais 90 euros/mwh garantidos aos produtores e o preço de venda a Espanha é pago por nós nos tais CIEG. Assim, aquilo que na factura de electricidade aparece como preço da energia é apenas uma parte do que pagamos pelo sobrecusto das eólicas sendo muito importante o que também pagamos e que vem nos CIEG. São as tais taxas e taxinhas que oneram extraordinariamente a factura!

Os sobrecustos das eólicas têm sido um dos principais responsáveis pelo aumento da dívida tarifária para 5 mil milhões de euros, bem como dos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG), que em 10 anos passaram de 550 milhões de euros por ano, para 2.5 mil milhões de euros tendo o consumo de electricidade estagnado.

A Alemanha e a Dinamarca têm a electricidade mais cara porque não criaram défices tarifários, repercutindo no preço final os sobrecustos das renováveis intermitentes. Portugal criou os défices tarifários para não repercutir imediatamente nas tarifas esses sobrecustos, criando dívida tarifária que irá ser paga pelos consumidores nos anos futuros através da amortização dessa dívida. Por isso, os nossos preços finais pagos pelos consumidores, se bem que dos mais elevados da Europa, aparecem artificialmente baixos quando comparados com os preços na Alemanha e Dinamarca.



Em suma, o excesso de capacidade eólica instalado em Portugal num contexto em que não se consegue vender a energia excedentária para a Europa e em que os espanhóis não precisam dela, conjugado com o regime político das tarifas “feed-in” gerou um autêntico monstro eléctrico em Portugal em que 85 por cento da energia produzida em Portugal não se rege pelos mecanismos de mercado quer de quantidade quer de preço oferecidos em função da procura! É uma situação parecida com a da Política Agrícola Comum em que os produtores produzem com preço garantido para os subsídios e não para o mercado!

Os CAE e os CMEC

Em 1987 ao chegar ao Ministério da Indústria e Energia, a EDP era uma empresa pública verticalmente integrada em situação financeira muito difícil e com redes de distribuição com péssima qualidade de serviço. Conhecia-a bem pois tinha sido lá engenheiro de redes nos anos 70.

Mandei-a então investir na distribuição e, devido ao seu endividamento, poupei-a ao investimento na produção, arranjando a figura dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE), atraindo capitais privados para a produção.

Criei assim os Contratos de Aquisição de Energia (CAE) das Centrais do Pego (a carvão), em 1993, e da Tapada do Outeiro (a gás natural), em 1995, atraindo investimento privado para a produção de eletricidade face à situação financeira difícil da EDP que não aconselhava, como explicado,

o investimento simultâneo na produção e na distribuição.

Ao deixarmos o governo em 1995, eu e o Luís Filipe Pereira tínhamos recuperado a EDP, transformando-a em joia da coroa, e deixámos a funcionar um Sistema Elétrico Vinculado em que a REN, entretanto criada a partir da Rede de Transporte da EDP, era a compradora única da energia produzida ao abrigo desse regime e vendedora única dessa energia à distribuição.

Mas os CAE para as Centrais da EDP (térmicas e hidroelétricas) só foram assinados no governo Guterres, não sendo eu responsável por estes nem pelos seus sucedâneos, os Contratos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) de 2004 e 2007. **Se não tivessem sido atribuídos CAE à EDP esta não beneficiaria hoje dos CMEC** e teria agora o problema sério de muitas “utilities” europeias cujas Centrais clássicas têm prejuízos elevados devido à entrada em força das eólicas. Estando a EDP de novo muito endividada, o que também acontece à República Portuguesa, os CMEC estão hoje para a EDP como o “Quantitative Easing” do BCE está para as finanças públicas portuguesas. Precisam deles como do pão para a boca...

Mas suspeito que a verdadeira razão para os CAE da EDP foi o governo Guterres querer começar a sua privatização. Também foi esse governo que assinou com os espanhóis em 2001 o Protocolo sobre o Mercado Ibérico da Electricidade (MIBEL), confirmado pelo governo Barroso em 2004, MIBEL esse que levou à passagem dos CAE da EDP para os CMEC.

Em 2004, com o MIBEL e a liberalização pondo as centrais a competirem entre si no mercado grossista, acabaram esses contratos bilaterais de longo prazo com a REN, tendo o governo extinguido os CAE e criado os Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual. Eles visavam compensar os produtores no caso de no novo regime terem cashflow inferiores aos dos CAE, assegurando assim a neutralidade financeira nessa transição.

Mas só em 2007, com Pinho na Economia e Mexia na EDP (ambos do BES), é que os CMEC, sujeitos a ajustes, se começam a aplicar.

Segundo o Expresso Diário, atendendo aos riscos do negócio, os CMEC deviam assegurar uma rentabilidade aos capitais empregues (WACC) de 7,5% mas estariam a ter 14,2% sendo esse diferencial uma renda excessiva.

E a ERSE veio agora dizer que na passagem dos CAE atribuídos pelo governo Guterres para os CMEC de 2007, a EDP teve um benefício adicional de 500 milhões de euros no período de 2007-2017.

Também o Expresso, no artigo “O dia em que a EDP fez de Governo”, dizia que a “Lei das rendas de energia foi feita pela EDP”.

Por outro lado, a entrada em força das eólicas remeteu as centrais clássicas da EDP, quase a um papel de apoio às eólicas, entrando apenas quando não há vento, enquanto que no meu tempo elas asseguravam a produção na base do diagrama de cargas.

Assim quanto mais eólica a produzir mais compensação financeira assegurada pelos CMEC, pagando o pobre consumidor tudo isto!

Na época do escudo o prémio de risco de Portugal era superior ao de 2017, integrados no euro, pelo que os 8% de rentabilidade obtidos pelas centrais a produzirem ao abrigo dos CAE são em termos de “risk adjusted” bem inferiores aos mais de 10% assegurados pelos CMEC com as centrais paradas!

Podemos comparar rentabilidades nos dois regimes, como o Expresso Diário fez, mas, contrariamente ao que habilidosamente se tem dito, não se podem comparar os valores por MW instalado atribuídos pelos CAE às Centrais térmicas do Pego e da Tapada do Outeiro com os valores atribuídos pela almofada dos CMEC às Centrais da EDP. É que estas são na sua maioria hidroeléctricas. Acontece que a estrutura de custos de produção (e portanto de proveitos) duma térmica é diferente da duma hidroeléctrica, sendo nesta os custos variáveis do combustível (a água) obviamente inferior aos do carvão e do gás natural. Assim, nos custos variáveis uma hidroeléctrica é mais “barata” a produzir do que uma térmica, sendo pois a compensação dos CMEC para uma hídrica menor do que o valor dos CAE para as térmicas.

Essa comparação só pode ser feita entre tecnologias idênticas. Como a EDP não tem centrais a gás nos CMEC, a única comparação possível entre valores por MW instalado é entre duas centrais a carvão, a de Sines da EDP nos CMEC e a do Pego nos CAE.

