

Comentário Técnico sobre o documento

“Rents in the electricity generation sector”

elaborado pela Secretaria de Estado da Energia e datado  
de 31 de Janeiro 2012

Vítor Escária  
Professor Auxiliar  
Instituto Superior de Economia e Gestão  
Universidade Técnica de Lisboa  
Lisboa, Dezembro 2012

## **Índice**

---

Índice.....	2
Nota Prévia.....	3
Sumário executivo.....	4
A. Introdução .....	5
B. Sobre o rendimento dos produtores de energia elétrica em regime ordinário .....	8
Uma apreciação das hipóteses utilizadas na determinação dos valores dos contratos.....	8
Uma nota sobre taxas admitidas ex ante e taxas efetivas ex post .....	11
C. Sobre a evidência da alegada existência de rendimentos excessivos dos produtores de energia eléctrica em regime ordinário .....	12
Uma análise baseada no comportamento das ações no mercado .....	12
D. Considerações finais .....	17

## **Nota Prévia**

---

O presente documento constitui uma resposta à solicitação de elaboração de um Comentário Técnico ao documento “*Rents in the electricity generation sector*”, elaborado pela Secretaria de Estado da Energia e datado de 31 de Janeiro de 2012, nomeadamente às suas considerações financeiras, tomando em conta, podendo, complementarmente, considerar, reforçar ou criticar o relatório produzido pela equipa coordenada pelo Prof. João Duque, em Maio de 2012.

As considerações apresentadas apenas vinculam o autor, não constituindo a manifestação de qualquer posição formal por parte do Instituto Superior de Economia e Gestão da Universidade Técnica de Lisboa.

## ***Sumário executivo***

---

O documento “*Rents in the electricity generation sector*”, produzido pela Secretaria de Estado da Energia, alega que existem benefícios excessivos propiciados aos produtores de energia elétrica em regime ordinário no quadro dos compromissos com eles assumidos, nomeadamente os CAE, em meados da década de 90, e no momento da extinção dos CAE e fixação da compensação por via dos CMEC e da formalização contratual dos títulos de domínio hídrico, em 2007. Esses benefícios excessivos resultariam da utilização de metodologias e critérios de valorização menos adequados quando os compromissos foram estabelecidos.

Neste documento, em primeiro lugar são avaliadas as metodologias e critérios de valorização adotados na fixação do valor dos CAE, na sua extinção e na formalização contratual dos títulos de domínio hídrico. A análise corrobora as conclusões do estudo efetuado pela equipa coordenada pelo Prof. João Duque, ou seja, em todos esses compromissos foram utilizados princípios e critérios de valorização adequados, pelo que a alegação de existência de rendimentos excessivos apresentada no relatório produzido pela Secretaria de Estado da Energia, não parece ter qualquer fundamento. Aliás, no caso em que podem ser suscitadas questões relativamente à metodologia adotada, no estabelecimento das compensações pela extinção dos CAE (o valor dos CMEC), a existirem benefícios, eles foram para o sistema.

Adicionalmente, é efetuada uma análise do comportamento em bolsa das ações da EDP nos momentos em que houve anúncios relativos a compromissos assumidos com os produtores de energia elétrica em regime ordinário, nomeadamente os relativos aos CMEC e à formalização dos direitos de utilização do domínio público hídrico e à sua implementação. Também essa análise não permite detetar nenhum comportamento anormal das ações da EDP que traduzisse a percepção, por parte do mercado, de benefícios excessivos propiciados à empresa por esses compromissos.

## **A. Introdução**

---

O Programa de Ajustamento Económico e Financeiro (PAEF) que está a ser implementado pelas autoridades portuguesas com o apoio da União Europeia (UE), do Banco Central Europeu (BCE) e do Fundo Monetário Internacional (FMI) contempla, no quadro das medidas estruturais destinadas a promover a concorrência e a eficiência nos mercados de bens e serviços, um conjunto de medidas importantes para o sector energético.

Essas medidas visavam concluir a liberalização dos mercados da eletricidade e do gás; assegurar que a redução da dependência energética e a promoção das energias renováveis fosse efetuada de modo a limitar os custos adicionais associados à produção de eletricidade nos regimes ordinário e especial (co-geração e renováveis); garantir a consistência da política energética global, avaliando os instrumentos existentes; e prosseguir com a promoção da concorrência nos mercados da energia e incrementar a integração no mercado ibérico da eletricidade e do gás (MIBEL e MIBGAS).

A problemática dos alegados custos adicionais associados à produção de eletricidade constituía assim uma preocupação a que o Programa deveria dar resposta, estando presente quer no Memorando de Entendimento sobre as Condicionalidades Específicas da Política Económica (MoU)<sup>1</sup>, celebrado com a União Europeia, quer no Memorando de Políticas Económicas e Financeiras (MEFP), celebrado com o FMI.

Na sua versão inicial, de Maio de 2011, o MoU estabelecia:

*“Additional costs associated with electricity production under the ordinary regime*

*5.6. Take measures in order to limit the additional cost associated with the production of electricity under the ordinary regime, in particular through renegotiation or downward revision of the guaranteed compensation mechanism (CMEC) paid to producers under the ordinary regime and the remaining long-term power-purchase agreements (PPAs). [Q4-2011]*

*Support schemes for production of energy under the special regime (cogeneration and renewables)*

*5.7. Review the efficiency of support schemes for co-generation and propose possible options for adjusting downward the feed-in tariff used in co-generation (reduce the implicit subsidy).<sup>20</sup> [Q4-2011]*

*5.8. Review in a report the efficiency of support schemes for renewables, covering their rationale, their levels, and other relevant design elements.<sup>21</sup> [Q4-2011]*

*5.9. For existing contracts in renewables, assess in a report the possibility of agreeing a renegotiation of the contracts in view of a lower feed-in tariff.<sup>22</sup> [Q4-2011]*

*5.10. For new contracts in renewables, revise downward the feed-in tariffs and ensure that the tariffs do not over-compensate producers for their costs and they continue to provide an incentive to reduce costs further, through digressive tariffs. For more mature technologies develop alternative mechanisms (such as feed-in premiums). Reports on action taken will be provided annually in Q3-2011, Q3-2012 and Q3-2013.*

---

<sup>1</sup> A partir deste momento as referências serão preferencialmente feitas ao MoU por este documento apresentar um maior detalhe das medidas a implementar.

5.11. *Decisions on future investments in renewables, in particular in less mature technologies, will be based on a rigorous analysis in terms of its costs and consequences for energy prices. International benchmarks will be used for the analysis and an independent evaluation will be carried out. Reports on action taken will be provided annually in Q3-2011, Q3-2012 and Q3-2013.*

5.12. *Reduce the delays and uncertainty surrounding planning, authorization and certification procedures and improve the transparency of administrative requirements and charges for renewable energy producers (in line with Article 13 and 14 of EU Directive 2009/28/EC). Provide evidence of the measures taken to this end. [Q4-2011]”.*

O MEFP estabelecia:

*“41. We will take bold steps to address excessive profits and reduce the scope for rent seeking behavior.*

*In electricity, we will review the efficiency of support schemes for co-generation and renewables, assessing their rationale, levels, and other relevant design elements, including options for reducing the implicit production subsidy (structural benchmark, end-December 2011). We will reassess legacy support measures associated with the production of electricity under the ordinary regime, and, where possible, revise downwards the guaranteed compensation mechanism (CMEC) paid to producers and the remaining long-term power-purchase agreements (PPAs).“.*

No quadro da segunda revisão do Programa, levada a cabo em Novembro de 2011, foi promovida uma alteração substancial, senão de facto pelo menos de linguagem, no que respeita à problemática dos alegados custos do sistema elétrico nacional.

Assim, no que respeita ao MoU, é introduzido um novo compromisso:

*“Ensure sustainability of the national electricity system*

*5.15. Measures to set the national electricity system on a sustainable path leading to the elimination of the tariff debt (déficit tarifário) by 2020 and ensuring that it will stabilise by 2013 will be adopted. The latter deadline is subject to a review based on a government proposal which will also specify how excessive rents in the standard (CMECs, PPAs, and power guarantee mechanism) and special regimes (co-generation and renewables) will be corrected. This proposal will consider the merits of a full range of measures which will cover all sources of rents. [January 2012]”*

Já no MEFP surge:

*“36. Recognizing the need to address competitiveness comprehensively and across all sectors, we will take bold steps to reduce excessive rents in energy markets. High rates of return granted to generators in the standard and special regimes are recovered from electricity consumers and represent a significant share of the total electricity payment and weighing on input costs in energy-intensive industries. In line with our decision to avoid excessively large increases in electricity prices, these policy costs are not currently fully compensated by electricity tariffs. The associated debt (“tariff deficit”) to distributors is expected to rise steadily, potentially posing risks to cash flows or crowding out credit as the debt is securitized with banks. To that end, we will adopt measures to set the national electricity system on a sustainable path leading to the elimination of the tariff debt (déficit tarifário) by 2020 and ensure that it will*

*stabilize by 2013. The latter deadline is subject to review, based on the specific measures that will be taken. To that end, by end-January 2012 (structural benchmark), we will prepare a proposal which specifically corrects excessive rents in special (co-generation and renewables) and standard regimes (CMECs, PPAs, and power guarantee mechanism). This proposal will consider the merits of a full range of concrete measures, and will cover all sources of rents.”*

Note-se que de uma ideia de “custos adicionais”, presente na versão original dos documentos, se passa para uma ideia de existência de “rendas”, rendas essas que são classificadas de “excessivas” mesmo antes da realização do estudo que as autoridades nacionais se comprometem a apresentar num horizonte temporal pouco superior a dois meses<sup>2</sup>.

O documento “*Rents in the electricity generation sector*”, que é aqui objeto de comentário, constitui precisamente a resposta a este novo compromisso assumido pelas autoridades portuguesas no quadro da segunda revisão do Programa.

A apreciação do referido documento passará assim por verificar em que medida as análises efetuadas e que concluíram (ou dizendo de forma mais apropriada, pretenderam demonstrar) que existiam custos excessivos, denominados rendas excessivas, aplicaram bons princípios da análise financeira, discutindo, em particular, a adequabilidade das hipóteses assumidas.

No quadro da análise efetuada no documento elaborado pela Secretaria de Estado da Energia, existem duas áreas claramente distintas, e que respondem também a duas preocupações distintas constantes dos documentos do PAEF. Uma diz respeito à alegada existência de custos adicionais associados à produção de energia elétrica no regime ordinário (PRO), no quadro dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) celebrados em meados da década de 90 e ainda vigentes ou dos Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC), fixados em 2007 no âmbito da extinção antecipada dos CAE para um conjunto alargado de centros electroprodutores. Outra área distinta diz respeito à eficiência e eficácia dos incentivos existentes para a produção de energia em regime especial (PRE). A análise aqui efetuada centrar-se-á fundamentalmente sobre a primeira área.

A apreciação ora efetuada da alegada existência de custos adicionais na produção de energia elétrica em regime ordinário será desenvolvida em duas etapas. Num primeiro momento é efetuada uma avaliação dos valores dos contratos, que corresponde em grande medida a uma apreciação das hipóteses que foram utilizadas para valorizar os diversos contratos. Num segundo momento avalia-se, tendo em conta a evolução das cotações da EDP na bolsa, até que ponto há evidência de comportamentos anormais.

Assim, o documento encontra-se estruturado em dois capítulos, um primeiro em que, face à valorização dos contratos, é discutida a existência de rendimentos excessivos para os produtores, analisando as hipóteses assumidas na determinação dos valores desses contratos, e um segundo em que se analisa a avaliação efetuada pelo mercado e traduzida pela evolução das cotações da empresa. O documento termina com algumas considerações finais.

---

<sup>2</sup> Note-se que a segunda revisão do Programa tem lugar em Novembro de 2011 e o estudo deveria ser apresentado no final de Janeiro de 2012.

## ***B. Sobre o rendimento dos produtores de energia elétrica em regime ordinário***

---

A análise da alegada existência de custos adicionais na produção de energia elétrica em regime ordinário, que se traduziriam em rendimentos excessivos para os produtores, passa, fundamentalmente, por avaliar os contratos que foram estabelecidos em distintos momentos do tempo.

Dada a natureza dos contratos em análise (contratos de longo prazo, estabelecidos *ex ante* e assumindo hipóteses sobre o comportamento de um conjunto de variáveis, em particular as taxas de desconto a aplicar), o exercício corresponde no essencial a analisar a adequabilidade das hipóteses assumidas, nomeadamente em que medida os princípios fundamentais da análise financeira foram respeitados na escolha das taxas de desconto aplicadas<sup>3</sup>, atendendo também ao contexto vigente em cada data.

No quadro dos custos associados à produção de energia elétrica em regime ordinário existem três momentos/elementos fundamentais em termos de fixação de custos para o sistema que importa analisar no sentido de verificar em que medida implicam custos adicionais:

- O momento de celebração dos CAE, em meados da década de 90;
- O término antecipado, em 2007, de alguns daqueles CAE e os CMEC definidos pela antecipação do término dos CAE;
- A formalização do direito de utilização do domínio público hídrico estabelecida em 2007 no quadro da extinção antecipada dos CAE.

### ***Uma apreciação das hipóteses utilizadas na determinação dos valores dos contratos***

Como referido anteriormente, a apreciação da adequabilidade da valorização dos contratos passa por verificar em que medida foram respeitados princípios robustos na avaliação financeira desses contratos. No essencial relativamente a esta questão considera-se que pouco há a acrescentar à análise dos critérios de valiométrica efetuada no relatório elaborado pela equipa coordenada pelo Prof. João Duque pelo que se sistematizam os principais aspectos:

- a) Uma das causas apontadas no relatório elaborado pela Secretaria de Estado da Energia para as alegadas rendas excessivas para os produtores do regime ordinário, identificadas pela comparação entre a taxa de rendimento efetiva e o custo médio ponderado efetivo do capital<sup>4</sup>, é a existência de uma remuneração excessiva implícita nos CAE celebrados na década de 90.

A existência dessa remuneração excessiva decorreria de ter sido considerada, nos CAE celebrados em meados da década de 90, uma taxa de rendibilidade dos ativos líquidos

---

<sup>3</sup> Um conjunto muito vasto de outras hipóteses relativas a aspetos mais técnicos dos centros electroprodutores e da sua relação com a rede são também relevantes mas não são aqui objeto de análise.

<sup>4</sup> Na secção seguinte é discutida esta questão da comparação entre taxas fixadas *ex ante* e taxas verificadas *ex post*.

para determinar a componente de remuneração do capital que integrava os fluxos financeiros do contrato muito elevada.

Ora uma análise dos contratos revela que como taxa de rendibilidade dos ativos líquidos nos CAE celebrados com a Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade, SA (CPPE) foi considerada uma taxa anual real, antes de impostos, de cerca de 8,5%, que seria equivalente, considerando uma taxa de inflação de 2%, a uma taxa nominal, antes de impostos de cerca de 10,67%. Nos dois CAE celebrados com a Tejo Energia e com a Turbogás foi considerada uma taxa anual real, antes de impostos, de cerca de 10%, correspondente a uma taxa nominal, antes de impostos de cerca de 12%.

Merece destaque o facto de a taxa de rendibilidade dos ativos líquidos considerada nos CAE celebrados com a Tejo Energia e com a Turbogás ser superior à taxa considerada nos CAE celebrados com a CPPE, principalmente na medida em que esses CAE resultaram de um processo competitivo internacional em que, caso a remuneração fosse considerada excessiva, teria atraído um interesse de muitos outros atores, o que não se verificou.

Por outro lado, e mais relevante, as taxas de rendimento dos ativos líquidos utilizadas comparam bem com a taxa de rendimento até à maturidade das Obrigações de Tesouro a 10 anos, a taxa de juro sem risco, que se verificava no mercado naquele momento, em torno de 11,5% (taxa de juro anual nominal).

Assim, sendo esta remuneração do capital a remuneração de uma atividade sem risco, dada a natureza dos contratos celebrados, verifica-se que é aqui respeitado um dos princípios fundamentais da teoria financeira de que ativos com o mesmo grau de risco devem gerar uma remuneração equivalente, não havendo sinais de existir, à luz da informação existente na altura, uma remuneração excessiva para os produtores do regime ordinário.

Portanto, no momento da celebração dos CAE, em meados da década de 90, a valorização efetuada foi adequada e o relatório elaborado pela Secretaria de Estado da Energia está assim errado ao referir que essa remuneração era excessiva, não sendo razoável, como será discutido em b), considerar que ao extinguir os CAE os signatários desses contratos aceitassem reduzir a remuneração certa e sem risco que tinham contratualmente estabelecida.

- b) Entre 2004 e 2007, no quadro do processo de liberalização do mercado energético português, decorreu um processo de negociação com os detentores dos centros electroprodutores titulares dos CAE no sentido de promover o seu término antecipado. Esse término introduzia fatores de risco acrescido, uma vez que os titulares dos CAE trocariam um conjunto de fluxos financeiros sem risco por um conjunto de fluxos financeiros com risco. Face à cessação antecipada dos CAE e alteração correspondente do perfil de risco, os titulares dos CAE teriam direito a receber uma compensação, os CMEC, que corresponderia à diferença entre o valor presente dos fluxos financeiros associados aos CAE e dos fluxos associados ao novo regime, mantendo o equilíbrio contratual inalterado.

A avaliação efetuada em 2007 fixou essa diferença em 833 milhões de Euros, devidos à EDP, que foi a única empresa a aceitar a cessação antecipada dos CAE. Como bem destaca o relatório elaborado pela equipa coordenada pelo Prof. João Duque, esta avaliação não respeitou um princípio básico da análise financeira - o de que cada conjunto de fluxos financeiros deve ser descontado utilizando uma taxa de desconto adequada ao perfil de risco desses fluxos financeiros. Ora na análise efetuada em 2007, e que conduziu à fixação deste valor, quer os fluxos financeiros associados aos CAE quer os fluxos

financeiros associados ao novo regime foram descontados com a taxa de juro das OT a 10 anos (taxa de juro sem risco) acrescida de um *spread* de 0,25%, fixando uma taxa de desconto de 4,85%. Esta seria uma taxa apropriada para descontar os fluxos associados aos CAE (sem risco relevante associado), mas já não o seria para descontar os fluxos associados ao novo regime (que tem um nível de risco associado mais elevado), em particular os fluxos após 2017, quando o mecanismo de revisibilidade da parcela de acerto considerada não fosse já objeto de ajustamento. Assim, tendo em conta este facto, a avaliação que foi feita da compensação a pagar aos centros electroprodutores que aceitassem a cessação antecipada dos seus CAE<sup>5</sup> subavaliou essa compensação, ou seja, ao invés de haver um sobrecusto, verifica-se que, de facto, o sistema foi beneficiado no processo e não a EDP, como erroneamente afirma o relatório da SEE.

Mas para além de fixar o montante da compensação, os já referidos 833 M€, foi também decidido que o seu pagamento deveria ter lugar ao longo de vinte anos, sendo necessário fixar o valor da anuidade, tendo assim, na prática, uma situação em que a EDP passa a financiar o sistema, ao diferir o recebimento da compensação.

Na fixação dessa anuidade foi considerada, na atualização dos fluxos financeiros, uma taxa de desconto correspondente ao custo médio ponderado do capital, de 7,55%, uma taxa de desconto superior à taxa de juro sem risco. É a utilização desta taxa na determinação da anuidade que o documento elaborado pela Secretaria de Estado da Energia considera não fazer sentido, alegando que à luz de princípios robustos de análise financeira, seria mais apropriado utilizar a taxa de juro sem risco, dado que estes fluxos não têm risco.

Mas a verdade é que a EDP empatou capital neste financiamento ao sistema pelo que, tendo em conta uma lógica de custo de oportunidade, faz sentido que na fixação da anuidade seja considerado o custo médio ponderado efetivo do capital. Poder-se-ia eventualmente contra-argumentar que se a EDP tivesse securitizado os títulos de crédito sobre o sistema, o custo desse crédito deveria ser a remuneração desse financiamento, pois com a antecipação do recebimento dos créditos estes poderiam ser investidos com uma remuneração equivalente ao custo médio ponderado efetivo do capital, mas fazendo sentido este raciocínio, o que é um facto é que pelo início da crise financeira, não foi possível efectuar essas operações de securitização.

Assim, de facto, a EDP seria prejudicada se não fosse considerado o seu custo efetivo ponderado do capital na determinação da anuidade.

Adicionalmente merece ainda ser destacado o seguinte. A discussão em curso e a eventualidade de alteração da anuidade de pagamento dos CMEC revela que afinal esse pagamento comporta algum grau de risco e assim ganha força a opção de proceder à atualização dos fluxos financeiros futuros considerando uma taxa de desconto para ativos com risco.

Concluindo, a utilização da taxa de 7,55%, ao contrário do que alega o relatório da Secretaria de Estado da Energia, é justificável à luz de bons princípios de análise financeira.

Mas mesmo que, por hipótese, se considerasse que os 7,55% foram um erro - o que não se concede - o que é facto é que o eventual benefício para a EDP da adoção dessa taxa seria ainda assim bastante inferior à perda em que a EDP efectivamente incorreu no

---

<sup>5</sup> Recorde-se que os CAE da Tejo Energia e da Turbogás não foram extintos.

cálculo dos 833M€ (estimado em cerca de 20 milhões de euros/ano no relatório elaborado pela equipa coordenada pelo Prof João Duque).

- c) Em paralelo com a negociação da extinção antecipada dos CAE e fixação dos CMEC teve lugar, em 2007, a formalização contratual do direito de utilização do domínio público hídrico, direito esse existente desde o início dos CAE. No quadro dessa formalização existia a possibilidade de, mediante o pagamento do valor de equilíbrio económico-financeiro, estender a maturidade do título. Foi fixado, por parte do Governo português, como montante associado ao equilíbrio económico-financeiro associado aos direitos de utilização do domínio público hídrico, um valor de cerca de 759 milhões de euros. Este valor decorria da diferença do valor de mercado dos fluxos financeiros esperados pelo centro electroprodutor até ao final da concessão e o valor residual dos ativos no final do período do CAE, que, caso o promotor não prosseguisse a exploração dos ativos após o termo do CAE, deveria ser-lhe entregue na totalidade nesse momento em que se extinguíssem os CAE (somando cerca de 1,3 mil milhões de euros).

Na avaliação da adequabilidade desse valor, o documento elaborado pela Secretaria de Estado da Energia, questiona que tenham sido aplicadas duas taxas de desconto distintas na determinação do valor de mercado dos fluxos financeiros esperados pelo centro electroprodutor até ao final da concessão e do valor residual dos ativos no final do período do CAE.

Essa crítica, no entanto, não faz sentido e, por isso, o Relatório da Secretaria de Estado da Energia não tem razão ao dizer que esta foi uma outra fonte de rendas excessivas, pois os dois conjuntos de fluxos financeiros têm naturezas e graus de riscos distintos, uma vez que que os fluxos de mercado têm risco associado enquanto o valor residual não e, assim, de acordo com bons princípios de análise financeira, os fluxos financeiros a eles associados devem ser descontados com taxas distintas, ou seja, foi correta a opção tomada nesse processo de adotar duas taxas distintas.

### ***Uma nota sobre taxas admitidas ex ante e taxas efetivas ex post***

Como referido, boa parte do argumento subjacente à ideia de existência de custos adicionais, presente no documento elaborado pela Secretaria de Estado da Energia, resulta de criticar os critérios e parâmetros de valorização dos compromissos a partir de uma comparação dos valores de rentabilidade resultantes da assunção desses critérios, em particular das taxas de rentabilidade dos ativos fixadas *ex ante*, em meados da década de 90, no momento em que foram celebrados os CAE, ou em 2004-2007, quando se fixou o valor atribuível aos CMEC e à extensão dos títulos de domínio hídrico, com base na informação disponível na altura, com o custo médio ponderado do capital efetivo, verificado *ex post*, calculada em 2011, com base num conjunto de informação completamente distinto e a que nunca seria possível ter acesso em meados da década de 90 quando os CAE foram estabelecidos ou sequer em 2004-2007.

Como bem destaca o trabalho elaborado pela equipa coordenada pelo Prof. João Duque, essa comparação não é um procedimento metodologicamente robusto, pelo menos em termos de permitir a partir dele concluir pela existência de valorizações menos adequadas dos contratos celebrados, dado que a informação sobre o custo ponderado efetivo do capital, verificado *ex post*, não estava disponível no momento em que foram fixados os critérios de valorização.

Se os parâmetros utilizados são adequados à luz do conjunto de informação disponível no momento em que os mesmos são escolhidos, a valorização efetuada será apropriada.

Ora a análise efetuada, não permite detetar qualquer sinal de que os critérios adotados não fossem os mais adequados à luz da informação existente no momento em que o foram.

### ***C. Sobre a evidência da alegada existência de rendimentos excessivos dos produtores de energia eléctrica em regime ordinário***

---

A análise apresentada na seção anterior, baseada na avaliação das opções metodológicas e parâmetros financeiros adotados na valorização dos contratos relativos à produção de energia elétrica no regime ordinário, corrobora o trabalho desenvolvido pela equipa coordenada pelo Prof. João Duque, e permite sugerir que em nenhum dos momentos em que se assumiram compromissos existe evidência de adoção de critérios de valiometria que implicassem custos excessivos para o sistema com as correspondentes rendibilidades excessivas para os produtores.

Não obstante aqueles resultados, esta secção tece algumas considerações adicionais sobre algumas das questões apresentadas no documento elaborado pela Secretaria de Estado da Energia.

Em particular, e em alternativa às metodologias de aplicadas, é possível tentar ter indicações indiretas dos valores dos contratos dos produtores de eletricidade em regime ordinário a partir da evolução das cotações das empresas no mercado de capitais.

É esta análise que é apresentada em seguida.

#### ***Uma análise baseada no comportamento das ações no mercado***

A análise efetuada nas secções anteriores relativamente à potencial existência de custos adicionais que se traduzissem em rendimentos excessivos para os produtores de energia elétrica em regime ordinário passou pela avaliação dos critérios de valiometria utilizados na fixação dos sistemas de retribuição destes produtores.

Uma alternativa que permite ter indicações indiretas sobre a avaliação desses compromissos é a avaliação do comportamento das ações das empresas produtoras de eletricidade.

De fato, se alguns desses compromissos fossem vistos como gerando rendimentos elevados sem risco, isso traduzir-se-ia, muito provavelmente, numa valorização anormal das ações das empresas no momento em que os mesmos se tornaram conhecidos.

Assim, a análise do comportamento das cotações e dos volumes transacionados nas datas em que foram assumidos estes compromissos podem dar indicações sobre a percepção que o mercado de capitais teve sobre o valor destes compromissos.

A análise incidirá sobre as cotações e os volumes transacionados das ações da EDP, pois era esta empresa que detinha a maioria dos CAE, foi ela que aceitou a sua extinção antecipada e negociou os CMEC e foi também ela que viu fixado, por parte do Governo português, o montante associado ao equilíbrio económico-financeiro associado aos direitos de utilização do domínio público hídrico além de ser aquela que tem as suas ações cotadas em todo este período.

Não será possível analisar o momento fundador em que foram criados os CAE, pois a EDP não estava ainda cotada na bolsa nessa data. Mas quer o momento de extinção antecipada dos CAE quer o momento de formalização do direito de utilização do domínio público hídrico podem ser analisados.

Obviamente há limitações na análise pois para além das dificuldades de datar o momento em que a informação relativa a cada uma das situações objeto de interesse se tornou conhecida, existiram muitos outros factos que decorreram em simultâneo com as alterações contratuais da produção de electricidade em regime ordinário que são objeto da análise ora efetuada e que podem ter também influência sobre o comportamento das ações da empresa no mercado, levantando dificuldades de identificação dos efeitos. Nomeadamente no caso da EDP tiveram lugar neste período importantes alterações, como, por exemplo, a aquisição de outras empresas, como a Horizon Wind Energy (Março de 2007) e o reforço da posição na Hidrocantábriica ou a venda de posições noutras, nomeadamente na REN (final 2006 e 2007), ONI (final 2006) e SONAECOM (final 2006), a atribuição de um dos lotes do concurso de produção de energia eólica em Portugal (informação entre Junho 2006 e 2007), a apresentação de um novo plano estratégico (Julho 2006), de um novo Plano de Negócios 2010 (Janeiro 2007), celebração de acordo com a Sonatrach (Abril 2007), para além de todas as alterações de quadro regulatório e legal com implicações sobre a atividade da empresa.

De qualquer forma, a análise tentará identificar padrões de comportamento das cotações e dos volumes transacionados. Como forma de datar os acontecimentos são utilizadas as comunicações ao mercado de fatos relevantes por parte da EDP.

Para além da informação relativa à EDP foram utilizados como referência as empresas consideradas pelo estudo da CEPA como bons comparadores:

- Endesa
- Iberdrola,
- Union Fenosa
- EDF.

Foram identificados os seguintes momentos relevantes de prestação de informação:

- 11 de Novembro de 2004 - EDP informa acerca dos factos divulgados pelo Governo em relação ao eventual processo de cessação antecipada dos CAE;
- 27 de Dezembro de 2004 – EDP informa acerca do Decreto-Lei relativo à cessação antecipada dos CAE;
- 16 de Fevereiro de 2007 - Anúncio de pacote legislativo relativo ao sector elétrico – revê estimativa do montante de compensações;
- 15 de Junho de 2007 - Cessação antecipada dos CAE (fixa também o montante associado ao equilíbrio económico-financeiro associado aos direitos de utilização do domínio público hídrico).

Como se verifica, existem 2 grandes momentos de anúncios relativos aos compromissos assumidos com os produtores de electricidade em regime ordinário: um primeiro no final de 2004, quando são assumidas as alterações do quadro regulatório do sistema elétrico nacional,

que terão como implicação a extinção dos CAE, e depois o primeiro semestre de 2007, em que se materializam, após aprovação do mecanismo pelas instituições comunitárias, os CMEC.

De notar que, nas comunicações de Dezembro de 2004, as estimativas da EDP sobre as compensações a receber pela extinção antecipada dos CAE eram de 2,6 a 3,2 mil milhões de euros, tomando como referência a sua extinção no dia 1 de Julho de 2005. Em Fevereiro de 2007 é comunicada uma expectativa de um valor em torno de 800 milhões de euros, tendo por referência a extinção em 1 de Julho de 2007, sendo a diferença justificada em grande medida pela alteração do valor de referência da energia. Em Junho de 2007 é comunicado o valor das compensações de 833 M€.

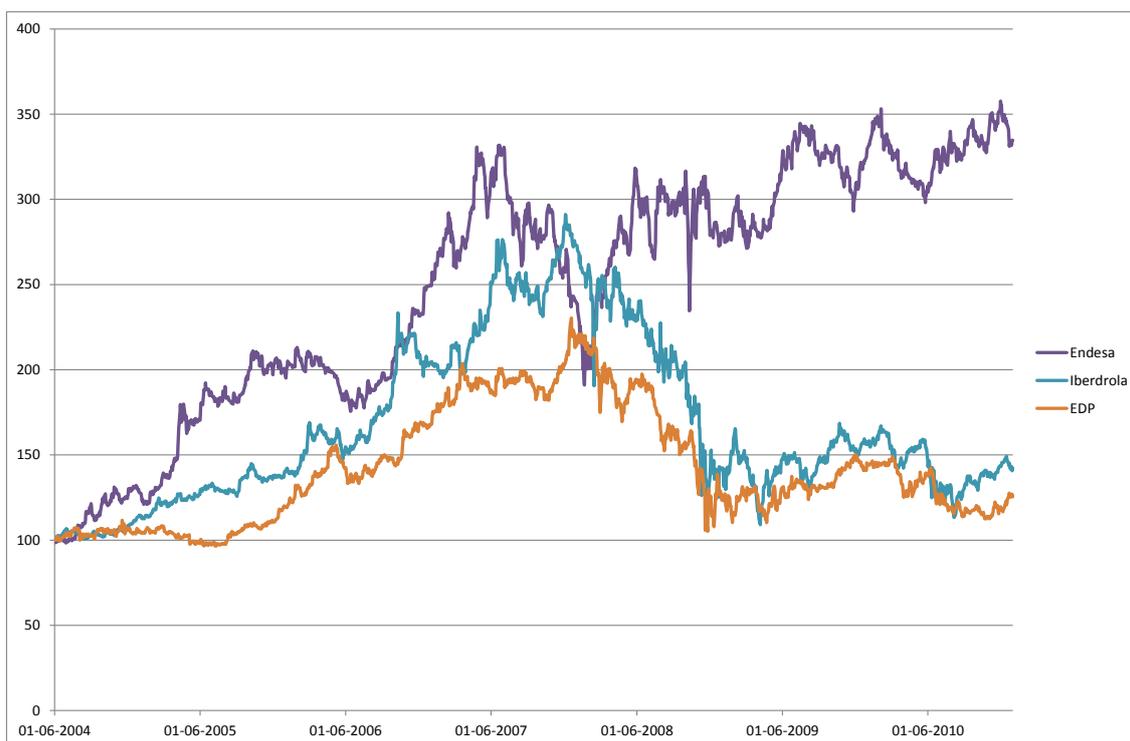
Tendo em conta estas datas, o gráfico abaixo mostra a evolução diária das cotações da EDP e de duas outras empresas boas comparadoras<sup>6</sup> entre 1 de Junho de 2004 e o final de 2010, assumindo a cotação em 1 de Junho de 2004 como o valor 100. Foi escolhido a data de 1 de Junho de 2004 como referência por ser suficientemente perto mas também suficientemente distante dos eventos para permitir que seja considerado como referência.

A análise do gráfico revela que, entre as 3 empresas, a EDP foi a que registou uma menor valorização. Mas mais relevante, analisando com mais detalhe o período em que foi inicialmente anunciada a extinção dos CAE, em finais de 2004, e foi comunicada a primeira estimativa de compensação, a EDP não registou nenhuma valorização anormal, pelo contrário, manteve uma cotação relativamente estável, num período em que quer a Endesa quer a Iberdrola registavam uma tendência de subida das cotações. Também no período de meados de 2007 em que se tornou pública a solução final para a extinção dos CAE e o valor das compensações, bem como o valor associado à extensão da maturidade dos títulos de domínio hídrico não se regista nenhum comportamento anormal das cotações da EDP, que registam uma certa estabilidade e mesmo alguma diminuição no segundo semestre de 2007.

---

<sup>6</sup> Só são consideradas aquelas duas empresas como comparadores pois são as únicas para as quais existe informação para o conjunto do período.

**Gráfico 1: Evolução das cotações entre 1/6/2004 e 31/12/2010**  
(1/6/2004=100)



Fonte: Bloomberg

Os quadros seguintes apresentam a média e a volatilidade da variação das cotações e os volumes de transação média diária nos meses dos anúncios, tomando por referência o mesmo indicador no correspondente ano. A análise dos valores apresentados não permite detetar nenhum comportamento anormal das ações da EDP nos meses em que houve anúncios relativos aos compromissos com produtores de energia elétrica em regime ordinário, em particular nada que distinga do comportamento nos mesmos meses das empresas comparáveis.

**Quadro 1: Média dos rendimentos diários no mês face à média dos rendimentos diários no ano**  
**(diferença em pontos base)**

	Endesa	Iberdrola	Union Fenosa	EDF	EDP
Dez-2004	-3,6	21,7	-6,6	N.A.	-10,4
Jan-2005	-21,9	-1,9	9,1	N.A.	-7,1
Fev-2007	-6,2	32,9	42,2	23,1	-4,4
Jun-2007	22,5	33,9	-25,2	50,3	16,0

Fonte: Bloomberg, cálculos autor

**Quadro 2: Desvio padrão dos rendimentos diários no mês face ao desvio padrão dos rendimentos diários no ano (desvio padrão anual=100)**

	Endesa	Iberdrola	Union Fenosa	EDF	EDP
Dez-2004	80,0	70,4	70,2	N.A.	66,1
Jan-2005	88,2	77,9	62,2	N.A.	98,6
Fev-2007	122,4	76,4	94,9	75,0	99,4
Jun-2007	85,5	128,6	104,3	137,6	115,3

Fonte: Bloomberg, cálculos autor

**Quadro 3: Volume médio diário transacionado em bolsa no mês face ao volume médio diário transacionado no ano (volume médio diário transacionado no ano=100)**

	Endesa	Iberdrola	Union Fenosa	EDF	EDP
Dez-2004	98,7	152,0	132,0	N.A.	106,3
Jan-2005	104,4	120,4	92,3	N.A.	80,2
Fev-2007	88,4	82,1	80,8	77,9	113,3
Jun-2007	171,2	157,9	140,8	166,6	93,4

Fonte: Bloomberg, cálculos autor

De fato, nos casos em que no mês em que há anúncios o comportamento é diferente do comportamento médio no ano essa diferença não se distingue da verificada nas outras empresas sugerindo que serão mais factores sectoriais comuns a todas que motivam essa diferença do que causas associadas às alterações registadas nos contratos.

Concluindo, também a análise do comportamento das ações da EDP no mercado nos meses em que houve anúncios relativos à produção de energia em regime ordinário, não permite detetar que tenha havido algum tipo de rendimento excessivo propiciado por esses compromissos.

## ***D. Considerações finais***

---

Concluindo, as análises que foram efetuadas ao longo do documento, permitem afirmar:

- a) que em todos os momentos em que foram assumidos compromissos financeiros com os produtores de energia eléctrica em regime ordinário não há evidência de imposição de custos excessivos para o sistema que se traduzam em rendimentos excessivos para aqueles produtores;
- b) que em todos os momentos em que foram assumidos compromissos financeiros com os produtores de energia eléctrica em regime ordinário, nomeadamente na celebração dos CAE, no momento da sua extinção e no momento da formalização contratual dos títulos de domínio hídrico, as metodologias e os parâmetros utilizados foram adequadas e em caso algum prejudicaram o sistema;
- c) que as análises efetuadas no relatório elaborado pela Secretaria de Estado da Energia enfermam de erros graves que condicionam de forma determinante as conclusões que pretendiam demonstrar.

Obviamente, tendo em conta que a disponibilidade de energia na quantidade necessária e a um custo competitivo é um fator de fulcral relevância para o desenvolvimento económico, para além da importância em termos estratégicos e de segurança nacional e num momento em que, no quadro de um Programa de Ajustamento Económico e Financeiro, a economia portuguesa está a ser sujeita a um processo de intensa reestruturação, a avaliação de uma questão tão relevante como a promoção da concorrência e da eficiência no sector energético faz todo o sentido, como poderá também fazer sentido avaliar potenciais melhorias no enquadramento de funcionamento do sector e a negociação de alguns ajustamentos, tendo em conta que estão a ser solicitados ajustamentos a todos os agentes económicos.

Mas esses eventuais ajustamentos devem ser solicitados num quadro de transparência e de responsabilidade e não baseados em preconceitos ou análises pouco rigorosas da situação existente.

E a análise efetuada dos critérios adotados no estabelecimento dos compromissos com os produtores de energia eléctrica no regime ordinário permite verificar que a referência à existência de rendas excessivas ou mesmo de rendas para os produtores não é sustentada pelos factos.