

**PROCESSO CCENT. 06/2008**  
**EDP / Activos EDIA (Pedrógão\*Alqueva)**

**DECISÃO DE NÃO OPOSIÇÃO COM COMPROMISSOS**

**DO CONSELHO DA AUTORIDADE DA CONCORRÊNCIA**

**(alínea b) do n.º 1 e n.º 3 do artigo 35.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho)**

**25/06/2008**

## ÍNDICE

I – INTRODUÇÃO .....	5
II – AS PARTES .....	6
2.1. Sociedade Adquirente .....	6
2.2. Activos EDIA a Adquirir .....	8
III – NATUREZA DA OPERAÇÃO .....	9
3.1. Introdução .....	9
3.2. Posição da Notificante .....	10
3.3. Posição da AdC .....	11
3.3.1. Dos direitos da EDP acautelados pelo Estado (questão a)) .....	12
3.3.1.1. Termo de vigência das normas e reposição em vigor de normas revogadas .....	14
3.3.1.2. Enquadramento da referência a direitos adquiridos e respectivo conteúdo .....	15
3.3.2. Da formalização dos direitos (questão b)) .....	18
3.3.2.1. Autorização legal para contratar: o artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 313/2007 .....	18
3.3.2.2. Do Contrato: transferência do direito atribuído à EDIA pelo Estado .....	20
3.3.3. Da transitoriedade da intervenção da EDIA (questão c) e d)) .....	22
3.4. Da inexistência de uma operação de concentração .....	26
3.4.1. Posição da EDP .....	26
3.4.2. Posição da AdC .....	26
3.4.2.1. Dos conceitos contidos na Lei da Concorrência .....	27
3.4.2.2. O controlo de concentrações: escopo .....	30
3.5. Conclusão .....	31
IV – CARACTERIZAÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL .....	33
4.1. Enquadramento Legislativo do Sector da Electricidade .....	33
4.2. O MIBEL: Mercado Ibérico de Electricidade .....	35
4.3. A Produção em Regime Especial .....	37
4.4. Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual .....	38
4.5. Tarifa de Venda a Clientes Finais pelo CUR .....	39
4.6. Enquadramento da produção hidroelétrica e o regime legal do uso do domínio público hídrico .....	40
40	
V – MERCADO(S) RELEVANTE(S) .....	41
5.1. Mercado Do Produto Relevante .....	41
5.1.1. Posição da Notificante .....	41
5.1.2 Posição da Autoridade da Concorrência .....	43
5.1.2.1. Mercado da Produção de Energia Eléctrica .....	43
5.1.2.2. Mercado de serviços de ajuste de sistema .....	50
5.1.3. Conclusão da definição de Mercado do Produto Relevante .....	53
5.2. Mercado Geográfico Relevante .....	53
5.2.1. Posição da Notificante .....	53
5.2.2. Posição da Autoridade da Concorrência .....	56
5.2.2.1. Mercado da produção de energia eléctrica .....	56
A separação dos mercados Português e Espanhol ocorre com frequência elevada .....	56

A capacidade comercial de importação não é um valor firme e a sua expansão ocorrerá num horizonte ainda incerto .....	60
Portugal e Espanha registam estruturas de oferta distintas em termos de tecnologias de produção e níveis de concentração .....	65
A separação de mercados em zonas de preço tem correspondência na delimitação do mercado geográfico relevante.....	69
5.2.2.2. Mercado de serviços de ajuste de sistema.....	72
5.2.3. Conclusão do Mercado Relevante.....	73
5.3. Mercado relacionado.....	73
5.3.1. Mercado relacionado da comercialização de energia eléctrica ao cliente final .....	73
5.3.1.1. Da delimitação do mercado de produto.....	73
5.3.1.2. Da dimensão geográfica .....	74
VI – AVALIAÇÃO JUSCONCORRENCIAL .....	76
6.1. Mercado Relevante da produção de energia eléctrica em Portugal Continental .....	76
6.1.1. Estrutura da Oferta.....	76
6.1.2. O Grupo EDP como indispensável à satisfação da procura de energia eléctrica em Portugal Continental .....	78
6.1.3. O Grupo EDP como dominante na marcação do preço da produção de energia eléctrica em Portugal Continental .....	81
6.1.4. Ordem de mérito das ofertas de produção de energia eléctrica em mercado .....	83
6.1.5. A importância das centrais hidroeléctricas na formação do preço em Portugal Continental .....	86
6.1.6. As compensações CMEC não previnem a existência de incentivos à manipulação do preço.....	89
6.1.7. A EDP deverá preservar a sua posição dominante no horizonte dos próximos três a cinco anos ..	94
6.1.8 Efeitos jusconcorrenciais da presente operação de concentração no mercado relevante da produção eléctrica em Portugal Continental.....	98
6.1.8.1. Resumo dos argumentos da Notificante .....	98
6.1.8.2 Posição da Autoridade da Concorrência.....	101
6.1.8.3.1. Efeitos unilaterais decorrentes da sobreposição horizontal no mercado relevante da produção de energia eléctrica em território nacional.....	102
Eliminação de um concorrente com uma estratégia distinta e com um potencial de expansão da capacidade significativo .....	104
i. Participação via ofertas no mercado diário.....	104
ii. Comportamento em relação à Bombagem .....	109
iii. Reforço de potência da Central Hidroeléctrica de Alqueva .....	111
6.2. Mercado de serviços de ajuste de sistema em Portugal Continental .....	113
6.2.1. Estrutura da Oferta.....	113
6.3. Mercado relacionado de comercialização de energia eléctrica ao cliente final .....	117
VII – PARECER DA ERSE.....	120
VIII – COMPROMISSOS APRESENTADOS PELA NOTIFICANTE .....	123
8.1 Dos Compromissos.....	123
8.2 Da análise dos compromissos.....	124

<u>8.3. Compromissos Propostos pela Notificante .....</u>	<u>125</u>
<u>8.3.1. Compromisso proposto pela Notificante.....</u>	<u>125</u>
<u>8.3.2. Posição da Autoridade da Concorrência face ao Compromisso proposto .....</u>	<u>128</u>
<u>    Contrato de Gestão das Centrais de Aguieira-Raiva .....</u>	<u>128</u>
<u>    Calendário para a execução do Contrato de Gestão das Centrais de Aguieira-Raiva .....</u>	<u>131</u>
<u>    Obrigações acessórias .....</u>	<u>132</u>
<u>    Natureza do Contrato de Gestão .....</u>	<u>132</u>
<u>IX – AUDIÊNCIA PRÉVIA.....</u>	<u>135</u>
<u>X – CONCLUSÃO.....</u>	<u>159</u>
<u>ANEXO I .....</u>	<u>160</u>

**DECISÃO DE NÃO OPOSIÇÃO COM COMPROMISSOS  
DO CONSELHO DA AUTORIDADE DA CONCORRÊNCIA**

**PROCESSO CCENT. 06/2008 – EDP / Activos EDIA (Pedrógão\*Alqueva)**

**I – INTRODUÇÃO**

1. Em 14 de Janeiro de 2008, foi notificada à Autoridade da Concorrência, nos termos dos artigos 9.º e 31.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho (doravante “Lei da Concorrência”), uma operação de concentração, que consiste na aquisição, pela EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A. (doravante “EDP Produção”), decorrente da celebração de um contrato em 24 de Outubro de 2007, entre esta e a EDIA – Empresa de Desenvolvimento e Infra-Estruturas de Alqueva, S.A. (doravante “EDIA”), referente ao controlo exclusivo sobre os direitos de exploração da componente hidroeléctrica das infra-estruturas integrantes do sistema primário do empreendimento de fins múltiplos de Alqueva (doravante “EFMA”, constituído pelas barragens e centrais hidroeléctricas do Alqueva e Pedrógão) e da sub-concessão dos direitos de utilização privativa do domínio público hídrico associado para fins de produção de energia eléctrica e para implantação de infra-estruturas de produção de energia eléctrica (doravante “Activos EDIA”).
2. Todavia, a Notificante apresentou a notificação “por mera cautela jurídica”, uma vez que considera que a operação notificada não consiste numa operação de concentração, não se verificando uma alteração de controlo sobre os activos objecto de aquisição, acima indicados, para efeitos do artigo 8.º da Lei da Concorrência, requerendo, por isso, que seja adoptada uma Decisão de Inaplicabilidade, nos termos da al. a) do n.º 1 do artigo 35.º da Lei da Concorrência.
3. A análise desenvolvida pela Autoridade da Concorrência em sede de instrução, permitiu, como se verá adiante no Capítulo III, concluir que a operação notificada configura, efectivamente, uma concentração de empresas na acepção da alínea b) do n.º 1 do artigo 8.º da Lei da Concorrência, conjugada com a alínea a) do n.º 3 do mesmo artigo, e está sujeita à obrigatoriedade de notificação prévia, por preencher as condições enunciadas nas alíneas a) e b) do n.º 1 do artigo 9.º, do mesmo diploma legal.

4. Ao abrigo do n.º 1 do artigo 39.º da Lei da Concorrência, foi solicitado à ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, que se pronunciasse sobre a operação de concentração em análise.
5. Ainda, e ao abrigo do n.º 1 do artigo 39.º da Lei da Concorrência e do artigo 9.º dos Estatutos da Autoridade de Concorrência, publicados no Decreto-Lei n.º 10/2003, de 18 de Janeiro, no que concerne ao mecanismo de *Cooperação entre Autoridades Públicas*, foi solicitado ao INAG – Instituto da Água, I.P., que se pronunciasse sobre a operação de concentração em análise, tendo este Instituto Público esclarecido que as suas funções enquanto Autoridade Nacional da Água não consubstanciam funções enquanto entidade reguladora do sector da água, mas antes a função objectiva da garantia efectiva da aplicação da Lei da Água. Conclui, então, o INAG não se encontrar habilitado a emitir qualquer parecer acerca da presente operação de concentração.
6. Na sequência dos Avisos publicados em cumprimento do artigo 33.º da Lei da Concorrência, foram recebidas observações da Endesa Generación Portugal, S.A. (doravante “ENDESA”), a qual requereu a sua constituição enquanto “Contra-Interessado” no procedimento, tendo-lhe sido reconhecido o estatuto bem como o direito de acesso e de participação no processo.
7. Todavia, a ENDESA veio requerer, após o reconhecimento de tal estatuto, a desistência da qualidade de contra-interessada no processo em questão fundamentando o seu requerimento no facto de não ter mais interesse em intervir como contra-interessada, não pretendendo pronunciar-se em sede de audiência de interessados. O pedido foi deferido pela Autoridade da Concorrência, nos termos do n.º 1 do artigo 110.º do Código do Procedimento Administrativo (doravante, o CPA), e especialmente, atento o sentido e teor dos artigos 33.º e 38.º da Lei da Concorrência, que pretendem promover a participação de terceiros contra-interessados no procedimento e não obrigar os mesmos a participarem nele quando estes pretendem desistir dessa participação procedimental.

## II – AS PARTES

### 2.1. Sociedade Adquirente

8. A EDP Produção dedica-se à produção, compra, venda, importação e exportação de energia sob a forma de electricidade e outras, resultante da exploração de instalações próprias ou alheias.

9. É uma das empresas que constituem o Grupo EDP, e do qual a EDP – Energias de Portugal, S. A. (doravante, a “EDP” ou o “Grupo EDP”), criada em 1976, é a empresa-mãe. Este grupo desenvolve actividades nas áreas de produção, distribuição e comercialização de electricidade em Portugal, mas também em Espanha, onde detém o controlo da *Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A.*, a partir da qual opera nesse país.
10. Além do sector eléctrico, a EDP tem, também, uma presença relevante no sector do gás ao nível da Península Ibérica, através da *Naturgas Energia, S.A.*, em Espanha, e através da *Portgás — Sociedade de Produção e Distribuição de Gás, S.A.*, em Portugal.
11. A nível internacional, a EDP está ainda presente no sector da electricidade no Brasil, onde actua nas actividades de produção, distribuição e comercialização de electricidade através da *EDP Energias do Brasil, S.A.*, e no sector das energias renováveis nos Estados Unidos da América, através da *Horizon Wind Energy*.
12. A EDP opera em Portugal Continental, no sector de electricidade, um conjunto de [CONFIDENCIAL] centrais hidroeléctricas, sendo [CONFIDENCIAL] no regime de Produção em Regime Ordinário (PRO) e [CONFIDENCIAL] na Produção em Regime Especial (PRE)<sup>1</sup>.
13. No sector da electricidade, refira-se que a EDP – Energias de Portugal notificou a 3 de Janeiro de 2008, uma operação de concentração entre empresas, junto da Autoridade da Concorrência, que consiste na aquisição do controlo exclusivo sobre as empresas *Pebble Hydro – Consultoria, Investimento e Serviços, Lda.* (“Pebble Hydro”) e *Hidroeléctrica de Janeiro de Baixo, Lda.* (“H. Janeiro de Baixo”), que se encontra em sede de instrução por esta Autoridade, e cujos efeitos jus-concorrenciais serão analisados nessa outra operação de concentração<sup>2</sup>.
14. Os volumes de negócios do grupo EDP, calculados nos termos do artigo 10.º da Lei da Concorrência, foram os seguintes:

---

<sup>1</sup> A explicação mais detalhada sobre estes conceitos é desenvolvida no capítulo IV – Caracterização do Sector Eléctrico *infra*. No capítulo VI – Avaliação Jus-concorrencial é efectuada a identificação da capacidade de produção destas centrais.

<sup>2</sup> Segundo Aviso promovido pela Autoridade da Concorrência, nos termos e para os efeitos previstos no artigo 33.º da Lei da Concorrência, em 10 de Janeiro de 2008.

**Tabela 1: Volumes de negócios do grupo EDP (milhões de euros):**

	2004	2005	2006
<b>Portugal</b>	[ > 150]	[ > 150]	[ > 150]
<b>EEE</b>	[ > 150]	[ > 150]	[ > 150]
<b>Mundial</b>	[ > 150]	[ > 150]	[ > 150]

Fonte: Notificante.

## 2.2. Activos EDIA a Adquirir

15. A EDIA é uma sociedade de capitais exclusivamente públicos, constituída em 1995, e que viu em 2001, ser aumentado o seu âmbito de intervenção para operar nos sectores hídrico público e industrial, nomeadamente na produção de energia e no desenvolvimento dos perímetros de rega.
16. Assim, desde 2001 que tem como objectivos conceber, executar, construir e explorar o EFMA, nomeadamente no que respeita ao aproveitamento dos recursos hídricos associados ao rio Guadiana e inclui, entre outras componentes infra-estruturais, (i) a barragem e central hidroeléctrica de Alqueva (doravante “Alqueva”) e (ii) a barragem e central hidroeléctrica de Pedrógão (doravante “Pedrógão”)<sup>3</sup>.
17. Os volumes de negócios dos Activos EDIA, calculados nos termos do artigo 10.º da Lei da Concorrência, foram os seguintes:

**Tabela 2: Volumes de negócios dos Activos EDIA (milhões de euros):**

	2004	2005	2006
<b>Portugal</b>	[ < 150]	[ < 150]	[ < 150]
<b>EEE</b>	[ < 150]	[ < 150]	[ < 150]
<b>Mundial</b>	[ < 150]	[ < 150]	[ < 150]

Fonte: Notificação – EDIA – Departamento de Manutenção, Exploração e Segurança.

Nota: Os volumes de negócios indicados são referidos na Notificação como respeitantes ao volume de negócios global da EDIA. A Autoridade da Concorrência infere que os mesmos se referem à actividade dos Activos EDIA objecto da presente operação de concentração.

<sup>3</sup> Cfr. entre outros instrumentos legislativos, o Decreto-Lei n.º 42/2007, de 22 de Fevereiro, bem como a página da internet da EDIA ([www.edia.pt](http://www.edia.pt)).

### III – NATUREZA DA OPERAÇÃO

#### 3.1. Introdução

18. Em 24 de Outubro de 2007 foi celebrado entre a EDP e a EDIA um Contrato relativo às Centrais Hidroeléctricas de Alqueva e Pedrógão (“Contrato”).
19. Em 19 de Outubro de 2007, a EDP endereçou ao Conselho da AdC uma comunicação (Carta 97/07/CA), nos termos da qual dava conhecimento dos termos em que seria concretizada a atribuição à EDP pelo EDIA da exploração das centrais hidroeléctricas de Alqueva e Pedrógão e da sub-concessão do domínio público hídrico associado.
20. Naquela exposição, a EDP manifestou o entendimento de que o Contrato entretanto celebrado não consubstancia uma operação de concentração, nos termos do artigo 8.º da Lei da Concorrência, não se encontrando aquela operação sujeita à obrigatoriedade de notificação prévia à AdC.
21. Em 20 de Dezembro de 2007, a AdC respondeu à exposição submetida pela EDP, manifestando o entendimento de que, tendo em conta exclusivamente os elementos apresentados pela EDP até à data, a presente operação consubstanciava uma operação de concentração, nos termos e para os efeitos do artigo 8.º, n.º 1, alínea *b*) da Lei da Concorrência, conjugada com a definição de controlo dada pelo n.º 3, alínea *b*) do mesmo artigo. Na medida em que estava preenchido pelo menos um dos requisitos elencados no artigo 9.º do mesmo diploma, tal operação deveria, pois, ser objecto de notificação à AdC para efeitos de apreciação prévia, em prazo não superior a 7 (sete) dias úteis.
22. É neste contexto que a EDP notifica a AdC, em 14 de Janeiro de 2008, da celebração do Contrato, reiterando o seu entendimento anterior quanto à inexistência de uma operação de concentração e, subseqüentemente, quanto à inexistência de uma obrigação de notificar a operação.
23. No que concerne à questão de saber se a celebração do Contrato consubstancia ou não uma operação de concentração sujeita à obrigatoriedade de notificação prévia, a Notificante apresentou agora, de forma desenvolvida, um conjunto de informações (algumas novas ou até aqui desconhecidas da AdC) que importa analisar nesta sede.
24. Na notificação apresentada pela EDP, é requerido que a AdC “confirme que a celebração do referido Contrato de Exploração não se encontra abrangida pela obrigação de notificação

prévia a que se refere o artigo 9.º, nos termos e para os efeitos da alínea a), do n.º 1, do artigo 35.º da Lei da Concorrência” (ou que, se assim não o entender, adopte uma decisão de não oposição).

25. A questão da configuração da celebração do Contrato como uma operação de concentração assume-se, assim, como questão prévia à análise jus-concorrencial do impacto da operação para a concorrência efectiva e, nesse sentido, deve ser dirimida antes de quaisquer outras considerações<sup>4</sup>.
26. Começar-se-á a análise elencando as razões pelas quais a EDP entende que o Contrato referido não configura uma operação de concentração nos termos do artigo 8.º. Seguir-se-á a exposição da apreciação feita pela AdC e respectiva conclusão.

### 3.2. Posição da Notificante

27. Como se referiu, a Notificante considera que inexistente uma operação de concentração, na acepção da Lei da Concorrência (cf. artigo 8.º), não havendo consequentemente obrigação de notificar a operação à AdC (cf. artigo 9.º).
28. Nos termos da notificação apresentada pela EDP, os argumentos em que esta empresa alicerça a sua posição são os seguintes:

«

- a) o Estado português, através do Decreto-Lei n.º 116/73, de 22 de Março, atribuiu à antecessora da EDP Produção, a Companhia Portuguesa de Electricidade, a concessão da exploração do que é hoje designada como a componente hidroeléctrica do EFMA. Desde então que os sucessivos Governos foram adoptando as soluções legislativas, administrativas, contratuais e políticas consideradas admissíveis e adequadas a salvaguardar e, mais recentemente, formalizar o direito da EDP a explorar esses activos e a utilizar o respectivo domínio público hídrico associado;

---

<sup>4</sup> Efectivamente não se trata de um caso em que é a própria análise jus-concorrencial que revela que as empresas não preenchem os requisitos de quota de mercado ou de volume de negócios elencados no artigo 9.º, obrigando a uma decisão nos termos da alínea a), do n.º 1, do artigo 35.º. Antes se trata de determinar, previamente a qualquer análise da operação, se o contrato consubstancia uma operação de concentração nos termos do artigo 8.º. Inexistindo uma operação de concentração, na acepção da Lei da Concorrência, inexistente necessariamente qualquer obrigação de notificar a celebração do contrato à AdC, não sendo aplicáveis as regras previstas para o controlo de concentrações.

- b) A consagração destas soluções foi sendo consensualizada entre o Estado português (directamente e através da EDIA) e a EDP, o que revela a opção inequívoca dos vários Governos de respeitar e executar o direito atribuído a esta última há mais de 30 anos, logo que os aproveitamentos hidroeléctricos de Alqueva e Pedrógão estivessem prontos para entrar em exploração e sem prejuízo da conformação que foi sendo feita durante esse período quanto às condições de exercício desse direito, em função das evoluções entretanto registadas no que respeita ao quadro regulador dos recursos energéticos e hídricos do país;
- c) A intervenção da EDIA na exploração da componente hidroeléctrica do EFMA assumiu uma natureza transitória e precária. Por um lado, na medida em que o direito de explorar os activos em causa estava cometido à EDP, o modelo de exploração que vigorou entre a data de início de exploração da central de Alqueva (em 2004) e a outorga do Contrato (em Outubro de 2007) destinou-se somente a garantir o aproveitamento do potencial hidroeléctrico do empreendimento até à formalização das condições de exercício do direito atribuído à EDP em 1973; por outro lado, quem realmente despachou a central de Alqueva durante quase todo esse período (de 2004 a 1 de Julho de 2007) foi a REN, que submeteu a exploração dessa central ao objectivo de minimizar os encargos globais de exploração do sistema electroprodutor nacional e, consequentemente, de otimizar o então vigente Sistema Eléctrico de Serviço Público. Por seu turno, a EDIA apenas explorou a central de Alqueva durante cerca de 4 meses;
- d) Assim, dada a própria natureza transitória do modelo de exploração em causa e o período de tempo durante o qual esteve em vigor, a EDIA nunca adquiriu o controlo de direito ou de facto sobre a componente hidroeléctrica do EFMA, nos termos e para os efeitos do disposto no artigo 8.º da Lei da Concorrência»<sup>5</sup>.

### 3.3. Posição da AdC

29. Como resulta do que se vem afirmando, o entendimento da Notificante constitui, nesta sede, uma questão prévia à análise jus-concorrencial à qual importa, por isso, responder.

---

<sup>5</sup> Síntese dos argumentos apresentados pela EDP ao longo do procedimento, conforme apresentada pela mesma nas observações que submeteu em sede de audiência de interessados (cf. ponto 12 das Observações).

### 3.3.1. Dos direitos da EDP acautelados pelo Estado (questão a))

30. Sustenta a Notificante que o Estado Português acautelou e assegura desde há mais de 30 anos, através de diversos instrumentos legislativos, administrativos e contratuais, o direito da EDP a explorar os aproveitamentos hidroeléctricos de Alqueva e Pedrógão e a utilizar os respectivos recursos hídricos associados.
31. Mais concretamente, o Contrato celebrado encontra-se alicerçado na possibilidade legal contida no artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 313/2007, de 17 de Setembro, nos termos do qual se deveria respeitar os direitos adquiridos ao abrigo de legislação anterior, e que se reconduziriam à EDP.
32. Neste sentido, analisar-se-á seguidamente em que consistiram esses instrumentos, e que direitos advêm daí para a EDP.
33. O Decreto-Lei n.º 313/2007, de 17 de Setembro, confirmando *"o estatuto singular do EMFA face aos outros empreendimentos de fins múltiplos previstos na lei"*, pretendeu proceder à *"regularização do título contratual adequado à regulamentação dos termos e condições de gestão, exploração e utilização do domínio público afecto ao EFMA para fins de rega e exploração hidroeléctrica"*, atribuindo à EDIA a concessão da gestão e exploração do EFMA e a concessão da utilização privativa do domínio público hídrico do EFMA (artigo 2.º do referido diploma).
34. Em virtude das características próprias do EFMA, da sucessão de normas que procederam à sua regulação e, bem assim, do conjunto de direitos e obrigações assumidos pelo Estado português e pela própria EDIA perante terceiros, considerou o legislador serem *"indissociáveis as regras de gestão de exploração do empreendimento das condições de utilização do domínio público hídrico associado"*, sendo estas as circunstâncias invocadas para sustentar a opção consagrada no Decreto-Lei n.º 313/2007 de *"contratualização unitária"* nos termos das bases de concessão aprovadas pelo mesmo diploma.
35. Este objectivo havia já estado previamente na origem da aprovação do Decreto-Lei n.º 42/2007, de 22 de Fevereiro, que, alterando os estatutos da EDIA, definiu o regime jurídico aplicável à gestão, exploração, manutenção e conservação das infra-estruturas que integram o EFMA e revelou os princípios aplicáveis à gestão e actividade do mesmo.

36. Em simultâneo com a aprovação das referidas bases de concessão, o Decreto-Lei n.º 313/2007, no n.º 1 do artigo 4.º, determina que a concessão em causa abrange a exploração da componente hidroeléctrica das infra-estruturas integrantes do sistema primário do EFMA (definido pelos n.º 2 do artigo 1.º do Decreto-Lei n.º 42/2007, por remissão para as alíneas *a) a d) e f)* do n.º 1 do mesmo preceito) e pode ser efectuada **directamente** pela EDIA ou **indirectamente**. Nesta segunda hipótese, a lei estabelece que a exploração da concessão possa ser efectuada *"por intermédio de outra sociedade à qual seja cedida a exploração e sub-concessionada a utilização do domínio público hídrico para aquele fim"*.
37. As normas a que é feita referência, e que servem de alicerce à posição sustentada pela EDP na notificação submetida à AdC, dizem respectivamente respeito:
- a) ao estabelecimento de um **procedimento de ajuste directo** para efeitos da celebração de um contrato entre a concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica (RNT) integrada no Sistema Eléctrico Nacional (SEN), tal como regulado pelo Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, e a CPPE – Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade, S.A., em cujos direitos e obrigações sucedeu a EDP – Gestão de Produção de Energia, S.A.<sup>6</sup>:
  - b) à **atribuição da exploração** da componente hidroeléctrica das infra-estruturas integrantes do sistema primário do EFMA **mediante contrato a celebrar** com a CPPE, no respeito pelo disposto no contrato de concessão entre o Ministro do Ambiente e do Ordenamento do Território e a EDIA e no Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, com as alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 56/97, de 14 de Março (n.º 4 do artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 335/2001, de 24 de Dezembro).
38. As normas constantes do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, foram expressamente revogadas por determinação da alínea *a)* do artigo 79.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, que estabelece as novas bases gerais da organização e funcionamento do SEN, bem como as bases gerais aplicáveis ao exercício das actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de electricidade e à organização dos mercados de electricidade.

---

<sup>6</sup> Referimo-nos à norma transitória prevista no artigo 67.º daquele diploma, que, ao permitir o ajuste directo, consagra uma excepção ao disposto no n.º 1 do artigo 14.º, que obriga, nos demais casos, a entidade concessionária da RNT ao *"lançamento e condução de um processo de consulta, com vista à selecção da entidade que vai estabelecer e explorar o novo centro electroprodutor"*.

39. O Decreto-Lei n.º 42/2007 procedeu, entre outras, à revogação expressa das normas que constavam do disposto no Decreto-Lei n.º 335/2001, de 24 de Dezembro (cf. o n.º 3 do artigo 12.º)<sup>7</sup>.

### 3.3.1.1. Termo de vigência das normas e reposição em vigor de normas revogadas

40. Deste breve esboço decorre que as disposições legais que, na estatuição do n.º 1 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 313/2007, alicerçam os alegados direitos adquiridos, cessaram ambas a sua vigência por efeito da revogação expressa e global dos diplomas em que aquelas normas apareciam integradas (e que, por isso, naturalmente as inclui)<sup>8</sup>.
41. Até ao momento da aprovação do Decreto-Lei n.º 313/2007, a leitura das normas legais em vigor no ordenamento jurídico português nesta matéria não poderia conduzir a outra conclusão que não fosse a de que não estariam salvaguardados quaisquer direitos ou expectativas jurídicas da CPPE ou de empresas que a tivessem sucedido nos seus direitos e obrigações.
42. Ao referir-se expressamente a normas já revogadas, o n.º 1 do referido artigo 4.º suscita, porém, o problema de saber se, por efeito da remissão operada, se pode e deve aceitar uma reposição da sua vigência.
43. O Código Civil português, numa parte geral consensualmente lida como um repositório de normas não apenas da teoria geral do direito privado como de uma teoria geral do direito português, consagra, no n.º 3 do artigo 7.º, um princípio dito de não repristinação, segundo o qual a revogação da lei revogatória não importa de *per se* repristinação, o que é o mesmo que dizer o renascimento da lei anteriormente revogada.
44. Assim, *"a revogação não representa a destruição da lei anterior. Cessam os seus efeitos, mas salvam-se em princípio os efeitos já produzidos [...] Entre esses estava a revogação de leis precedentes"*<sup>9</sup>.
45. A doutrina portuguesa tem, por isso, desde há muito considerado que apenas existirá verdadeira repristinação, que pode ser total ou parcial, se o legislador repuser efectivamente em vigor a lei revogada<sup>10</sup>.

<sup>7</sup> Na redacção do n.º 1 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 313/2007, de 17 de Setembro.

<sup>8</sup> Referimo-nos, uma vez mais, à alínea *a*) do artigo 79.º do Decreto-Lei n.º 29/2006 e ao n.º 3 do artigo 12.º do Decreto-Lei n.º 42/2007.

46. Contudo, a situação que resulta da interpretação do n.º 1 do referido artigo 4.º parece-nos ser outra, reconduzível, isso sim, aos casos, descritos também por alguma doutrina, em que *“uma lei, por inadvertência, remete para outra lei que na realidade estava já revogada, ou cuja vigência cessara por qualquer outro motivo”*<sup>11</sup>.
47. Em tais casos, não é possível concluir que a nova lei venha verdadeiramente repor a vigência da lei anterior. Deve, isso sim, entender-se que *“[o] seu significado é apenas o da apropriação material do conteúdo do diploma revogado, que passa a integrar o texto do novo diploma; mas nenhuns efeitos se poderão fundar na lei revogada”*<sup>12</sup>.
48. Adaptando esta linha de raciocínio para o caso presente, isto significa, em rigor, que não pode a EDP alicerçar a sua posição num conjunto de direitos adquiridos ao abrigo do artigo 67.º do Decreto-Lei n.º 182/95 e do Decreto-Lei n.º 32/95, pelo que o reconhecimento de um direito ou expectativa jurídica daquela empresa não se poderia fundar em tais diplomas, já revogados.
49. A ser assim, ao aprovar o Decreto-Lei n.º 313/2007, o legislador terá pretendido criar uma situação nova, atribuindo *ex novo* uma protecção especial à posição actualmente ocupada pela EDP, ainda que a técnica empregue para o fazer seja uma *apropriação material* do conteúdo de tais disposições revogadas.

### 3.3.1.2. Enquadramento da referência a direitos adquiridos e respectivo conteúdo

50. A EDP sempre sustentou desde o primeiro momento que inexistia uma obrigação de notificação prévia da operação de concentração em apreço, porquanto o regime jurídico da concorrência não seria aplicável ao caso concreto em virtude de à EDP assistir, desde os anos 70, o direito de exploração da concessão, o qual estaria claramente acautelado legalmente, designadamente nos vários diplomas legais que ao longo do tempo regularam a situação.
51. Daqueles “direitos adquiridos” da EDP resultaria a inexistência de qualquer alteração na estrutura de controlo da componente hidroeléctrica do Alqueva, pelo que o contrato celebrado com a EDIA não constituiria uma operação de concentração na acepção do artigo 8.º da Lei da Concorrência.

---

<sup>9</sup> José de Oliveira Ascensão, *O direito – Introdução e teoria geral*, 11.ª edição, Coimbra, Almedina, 2001, p. 299.

<sup>10</sup> *Vide*, por todos, João Baptista Machado, *Introdução ao direito e ao discurso legitimador*, 12.ª reimpressão (1.ª edição de 1982), Coimbra, Almedina, 2000, 166.

<sup>11</sup> José de Oliveira Ascensão, *O direito...*, cit., p. 300.

<sup>12</sup> *Ibidem*.

52. A questão dos direitos adquiridos surge, na teoria do direito, habitualmente tratada a propósito dos sistemas de resolução de conflitos temporais de leis, o que é o mesmo que dizer a respeito dos problemas suscitados em virtude da situação histórica das fontes do direito e do facto de as normas legais terem tempos sucessivos de vigência.
53. Neste contexto, a chamada *teoria dos direitos adquiridos* corresponde à visão tradicional da doutrina, formulada numa época de predomínio de uma concepção individualista do direito, que procurava relacionar o problema dos conflitos de leis no tempo com a protecção dos direitos fundamentais dos cidadãos. A posição daqui resultante procedia, para efeitos da delimitação do campo de aplicação de uma nova lei, a uma distinção dos efeitos jurídicos produzidos ao abrigo da lei anterior com base na consideração dos direitos incorporados na esfera jurídica dos particulares.
54. A teoria dos direitos adquiridos foi, porém, alvo de numerosas críticas e progressivamente abandonada pela doutrina como sistema de resolução dos conflitos temporais de leis, abandono esse que, em boa medida, ainda que não exclusivamente, aparece justificado pelas dúvidas existentes sobre a bondade e a correcção da distinção entre direitos adquiridos e expectativas legítimas.
55. Com efeito, admitir a existência de direitos que, porque consolidados na esfera jurídica dos indivíduos, se tornam impermeáveis a limitações "*em função de razões de interesse comum ou de ordem pública reconhecidas, em momento posterior, por uma nova lei*"<sup>13</sup>, muito embora pudesse ter sido justificável numa época caracterizada por concepções liberais e voluntaristas, é hoje inconcebível face à intenção e à necessidade no momento presente de estabelecimento de compromissos entre, por um lado, a garantia da continuidade das soluções e protecção da confiança dos indivíduos, decorrentes da lei antiga, e a valorização de novos valores, públicos ou privados, acautelados pela lei nova, por outro.
56. Em virtude da dificuldade conceitual de separação entre os direitos e as simples expectativas, "*os autores acabam por chamar expectativas a umas situações e direitos a outras consoante pretendem ou não a aplicação da nova lei, o que representa a inversão do método*"<sup>14</sup>.

<sup>13</sup> Assim, António Manuel Hespanha, *O caleidoscópio do direito – o direito e a justiça nos dias e no mundo de hoje*, Coimbra, Almedina, 2007, p. 595.

<sup>14</sup> José de Oliveira Ascensão, *O direito...*, cit., p. 541.

57. Transpondo as considerações precedentes para o caso em apreço, a referência a direitos adquiridos pela EDP deve ser entendida com cautela, se se conjugar a interpretação das normas dos artigos 67.º do Decreto-Lei n.º 182/95 e 2.º, n.º 4 do Decreto-Lei n.º 32/95.
58. Não obstante, não se desconhece que, de acordo com a exposição feita à AdC, desde 2004 que *“a operação e manutenção dos centros electroprodutores tem sido assegurada pela EDP – quer em execução de um contrato formal celebrado para o efeito com a EDIA no que respeita à central de Alqueva quer com base numa situação contratual de facto no que respeita à central de Pedrógão”*. Destarte, admite-se que seria contrário à protecção do princípio da confiança que uma empresa que tem vindo a cumprir as obrigações assumidas e que terá feito avultados investimentos para efeitos da prossecução de tais actividades, pudesse ver a sua posição comprometida por mero efeito da regulação legal dos trâmites pré-contratuais do negócio a formalizar.
59. A isto acresce que o legislador assumiu uma posição quanto ao tratamento jurídico que pretendeu dar a situações que vinham já produzindo os seus efeitos jurídicos ao abrigo da legislação anterior.
60. Efectivamente, o n.º 1 do artigo 4.º pretende notoriamente salvaguardar a expectativa da EDP, consistindo tal expectativa, nos termos conjugados de tal preceito e do artigo 67.º do Decreto-Lei n.º 182/95, no recurso a um procedimento pré-contratual de ajuste directo, dispensando, pois, aquele que seria o procedimento a aplicar em regra a processos de contratação pública com contornos idênticos, ou seja, o procedimento concursal.
61. Do que agora se acaba de expor, deve concluir-se que embora se possam suscitar algumas reservas quanto à forma como a “represtinação” se operou, parece dever-se inferir que:
- (i) o legislador pretendeu acautelar as expectativas da EDP a celebrar o Contrato;
  - (ii) o legislador pretendeu acautelar que a cessão de exploração da concessão fosse indissociável da sub-concessão do domínio público hídrico. Não obstante,
  - (iii) foi também o legislador quem consagrou a possibilidade legal de a EDIA explorar directamente a concessão ou, em alternativa, celebrar o Contrato com a EDP, assim destrinchando o direito de exploração da concessão, atribuído à EDIA, do expectativa da EDP a contratar.
62. Em conclusão, o que se reitera é que o direito da EDIA a explorar a concessão – objecto do Contrato – não se confunde com a expectativa da EDP a contratar – objecto da previsão legal

contida no referido artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 313/2007 ou, dito de outra forma, aquela expectativa da EDP não se pode confundir com o controlo para efeitos de aplicação do regime jurídico da concorrência que advém apenas da formalização do direito. Analisemos o Contrato.

### 3.3.2. Da formalização dos direitos (questão b))

#### 3.3.2.1. Autorização legal para contratar: o artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 313/2007

63. O Contrato celebrado pela EDIA com a EDP encontra-se alicerçado na **autorização** prevista no artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 313/2007 para a cessão total ou parcial da exploração da concessão atribuída à EDIA pelo Estado.
64. Entende a Notificante que esta norma acautela expressamente o respeito pelos “direitos adquiridos” da EDP a contratar com a EDIA, e que daí decorrerá a inexistência de uma alteração de controlo que sujeita, nos termos da Lei da Concorrência, a celebração do Contrato ao controlo prévio de concentrações.
65. Neste sentido, importa analisar o referido artigo 4.º. Nos termos do n.º 1 “a concessão abrange a exploração da componente hidroeléctrica das infra-estruturas integrantes do sistema primário do EFMA, incluindo a utilização privativa do respectivo domínio público hídrico e as actividades de gestão, exploração, manutenção e conservação das respectivas infra-estruturas integrantes do sistema primário do EFMA e venda da electricidade nela produzida [exploração da concessão em sentido lato], **podendo ser efectuada pela EDIA, directamente ou por intermédio de outra sociedade à qual seja cedida a exploração e subconcessionada a utilização do domínio público hídrico para aquele fim, no respeito pelos direitos adquiridos** ao abrigo de legislação anterior<sup>15</sup>.
66. Daqui resulta que a (i) concessão é atribuída à EDIA; (ii) a exploração (em sentido lato) da concessão, pode ser efectuada **directamente** pela EDIA – não havendo neste caso qualquer Contrato a celebrar com terceiro, designadamente com a EDP; (iii) a exploração (em sentido lato) da concessão, pode ser efectuada **indirectamente** pela EDIA, por intermédio de outra sociedade, sendo que neste caso – em que cede a exploração da concessão a terceiro – terá de respeitar os “direitos adquiridos” ao abrigo de legislação anterior, designadamente, e

<sup>15</sup> Designadamente pelo disposto no artigo 67.º do Decreto -Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, na redacção dada pelo Decreto -Lei n.º 56/97, de 14 de Março, e no n.º 4 do artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 32/95, de 22 de Fevereiro, na redacção dada pelo Decreto -Lei n.º 335/2001, de 24 de Dezembro”.

como sustenta a Notificante, os direitos da EDP ao ajuste directo da cessão da exploração da concessão.

67. A primeira conclusão que deverá retirar-se da análise do n.º 1 do artigo 4.º é que **não existe qualquer obrigação legal para a EDIA** no sentido de exercer a concessão de forma indirecta, celebrando consequentemente um contrato com o titular de “direitos adquiridos” ao abrigo de legislação anterior. A EDIA pode, se assim o entender, entregar a exploração da concessão a terceiro mas também poderá reservar na sua própria esfera jurídica o direito de exploração. O n.º 1 do artigo 4.º apenas consagra uma **autorização** para que a EDIA – à qual foi atribuída a concessão pelo Estado – possa ceder essa posição. Trata-se de um poder de *facere*, não de um dever ou obrigação.
68. Desta norma parece igualmente resultar que no caso de a EDIA entender não explorar directamente a concessão de forma directa, optando por uma exploração indirecta, através de outra sociedade, então a cessão de posição deverá respeitar a expectativa legítima da EDP. Ainda assim, os “direitos adquiridos” a que é feita referência no artigo 4.º, aparecem mitigados na exacta medida em que o respeito pelos mesmos **só** obrigará a concessionária quando exista acordo – entre a EDIA e o titular desses “direitos adquiridos” – quanto aos termos e condições em que esses direitos e, em especial, a cessão e sub-concessão devam ser exercidos (cf. n.º 5 do artigo 4.º). Não havendo acordo entre as partes, os eventuais “direitos adquiridos” que possam existir caducam (cf. n.º 6).
69. A análise empreendida até este momento apenas permite inferir que, nos termos da lei aplicável e que subjaz à celebração do Contrato, não há para a EDIA qualquer obrigação de contratar, pelo que, por maioria de razão, tampouco se poderá então referir que existia na esfera da EDP qualquer direito para além do direito a contratar no caso de (e só neste caso), cumulativamente, a EDIA decidir explorar a concessão de forma indirecta e chegar a acordo com a EDP<sup>16</sup>.
70. Do mesmo modo, este direito a contratar – que poderia, como se observou, não ser exercido pela EDP – não se deverá confundir com a própria exploração da concessão ou controlo dos Activos. Efectivamente, se a lei aplicável nem sequer obriga a EDIA a contratar com a EDP – sendo apenas uma faculdade conferida por lei – continuando a primeira a explorar a concessão e, necessariamente, a ter o controlo sobre os Activos (na acepção da Lei da

---

<sup>16</sup> A questão de saber se a não celebração do contrato acarreta responsabilidade para a EDIA ou para o Estado face à expectativa da EDP é outra questão, que não cumpre compulsar nesta sede. Efectivamente, uma coisa é reclamar um direito a contratar; coisa diferente é reclamar que o direito de exploração *per se* já existia.

Concorrência) tampouco se poderá sustentar que o pretense controlo da EDP já existia e subsistiu durante a exploração do Alqueva pela EDIA, não havendo portanto qualquer alteração com a celebração do Contrato.

71. Em face de todo o agora exposto, dever-se-á concluir que o Contrato celebrado foi espoletado pelo poder que a EDIA tinha de não explorar a concessão de forma directa, tendo preferido exercer a faculdade que lhe foi conferida pelo n.º 1 do artigo 4.º de exercer aquela actividade de forma indirecta, por intermédio de outra sociedade.
72. O dever (apenas previsto legalmente para este caso) de contratar com a EDP resulta do respeito pelos direitos adquiridos pela EDP ao abrigo de legislação anterior. Daqui decorre que se deva reiterar que esses direitos adquiridos traduzem o direito a contratar por ajuste directo a exploração da concessão, de forma indirecta, pela EDIA.
73. Nos termos do artigo 8.º da Lei da Concorrência, esse direito a contratar não se confunde com o controlo dos Activos em causa. Esse controlo não existia na esfera da EDP e apenas é adquirido (porque necessariamente transferido pela EDIA<sup>17</sup>) com a celebração do Contrato.
74. Com o escopo de clarificar esta questão, a AdC procurou igualmente compulsar o clausulado do Contrato celebrado, no intuito de compreender se existia alguma eventual divergência com a interpretação efectuada do artigo 4.º referido.

### **3.3.2.2. Do Contrato: transferência do direito atribuído à EDIA pelo Estado**

75. Poder-se-ia afirmar que o entendimento da AdC é corroborado pela Notificante (não fora, naturalmente, o facto de expressamente declinarem qualquer aquiescência face à posição defendida pela AdC quanto a esta matéria). Efectivamente, infere-se da análise do Contrato celebrado (redigido pelas EDIA e pela EDP) que não assiste nenhum direito à EDP para além do direito a contratar por ajuste directo, nos termos e com as limitações estabelecidos no artigo 4.º referido.
76. No Considerando O) do Contrato afirma-se [CONFIDENCIAL]. A terminologia utilizada não é despidianda, na medida em que, como referido, a EDIA não tem qualquer obrigação legal de

---

<sup>17</sup> Não se quererá seguramente sustentar que a EDIA estaria por via do Contrato a ceder ou transferir o que não detinha já de pleno direito, em virtude da atribuição que lhe foi feita pelo Estado da concessão.

explorar a concessão por intermédio de outra sociedade, tratando-se, nos termos das normas referidas, de uma mera faculdade atribuída pela lei.

77. Nos termos da Cláusula 4.<sup>a</sup> do Contrato, a EDIA “[CONFIDENCIAL]”<sup>18</sup>. Claramente se infere que os direitos aqui referidos – e o controlo daí adveniente na aceção do artigo 8.º da Lei da Concorrência, estavam na esfera da EDIA, sendo agora transferidos para a EDP – daí resultando uma alteração do controlo sobre os Activos que motiva a obrigatoriedade de notificação prévia da operação de concentração (cf. artigos 8.º e 9.º da Lei da Concorrência).
78. Nos termos da Cláusula 5.<sup>a</sup> do Contrato, a [CONFIDENCIAL]. À semelhança do que se acaba de referir, também neste caso os direitos referidos se encontravam na esfera da EDIA, que por via contratual os transfere para a EDP.
79. Da análise do Contrato, poderá inferir-se que o mesmo traduz a solução legal contida no artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 313/2007, *supra* referido e analisado, não existindo portanto divergência quanto ao entendimento já manifestado de que o direito da EDP a contratar por ajuste directo com a EDIA resulta de uma faculdade desta empresa, autorizada pela lei, de não explorar directamente a concessão. Nos termos do Contrato celebrado, a EDIA transfere para a EDP os direitos que se encontravam na sua esfera jurídica, advenientes da atribuição pelo Estado da concessão. Por maioria de razão, a EDIA transfere também o controlo sobre os Activos em causa. Esta alteração de controlo consubstancia, nos termos do artigo 8.º, uma operação de concentração.
80. Por último, e com o escopo ainda de enfatizar que a EDP apenas tem – nas estritas condições legalmente estabelecidas – o direito a contratar e não o conjunto de direitos que dessa contratação advém, sempre se dirá que (também) isso justifica que nos termos da Cláusula 6.<sup>a</sup> do Contrato a EDP tenha [CONFIDENCIAL].
81. Dir-se-á, em conclusão e de forma sistematizada, que o Estado atribuiu à EDIA a concessão para exploração directa do Alqueva; a EDIA estava autorizada por lei a ceder a sua posição em caso de exploração indirecta da concessão; a EDP teria direitos adquiridos a contratar por ajuste directo com a EDIA no caso de esta ceder a sua posição na concessão; pela cessão da posição da EDIA na concessão (prestação), a EDP fica obrigada a pagar à EDIA uma compensação financeira inicial acrescida de outro montante anual, durante toda a vigência do Contrato (contraprestação).

---

<sup>18</sup> Nos termos do n.º 2 da Cláusula 4.<sup>a</sup> do Contrato, [CONFIDENCIAL].

82. A Notificante parece concordar com estas conclusões da AdC, ainda que atribua à intervenção da EDIA um carácter meramente transitório que não lhe conferiria controlo.

### 3.3.3. Da transitoriedade da intervenção da EDIA (questão c) e d))

83. No que respeita à alegada “natureza transitória” da situação de aproveitamento do potencial hidroeléctrico do EFMA mantida desde a conclusão da fase de construção da central hidroeléctrica (Fevereiro de 2004) até ao momento da outorga do contrato entre a EDIA e a EDP (24 de Outubro de 2007), julga-se que a qualificação de tal situação como transitória, para efeitos de aferição da existência ou inexistência de controlo, aparece no caso presente despida de sentido.
84. Os argumentos sustentados pela EDP para alicerçar tal transitoriedade e, por isso, a não verificação na presente operação de concentração de uma alteração duradoura no controlo dos activos envolvidos, não podem proceder, como logo se comprova pela análise da sucessão de instrumentos legislativos e contratuais apresentados à AdC.
85. O primeiro argumento invocado pela Notificante consiste no facto de alegadamente o Estado ter sempre acatelado “o direito da EDP a explorar a componente hidroeléctrica do EFMA uma vez concluída a construção das respectivas centrais”. Da natureza dos direitos conferidos à EDP retirar-se-ia, no entender desta, o carácter transitório do modelo de exploração que vigorou até à outorga do contrato entre a EDIA e a EDP.
86. É certo que [CONFIDENCIAL – Informação relativa às relações entre a EDP Produção e a EDIA].
87. Contudo, o referido [CONFIDENCIAL – Informação relativa às relações entre a EDP Produção e a EDIA].
88. Daqui se retira, não uma transitoriedade por natureza, o que apenas sucederia caso existissem já condições suficientes para garantir a exploração e controlo pela EDP da central hidroeléctrica – que não se verifica – mas apenas uma fixação contratual de um prazo em atenção à expectativa de uma reconfiguração futura das posições das partes.

89. Acresce que atendendo aos diplomas vigentes durante o período que a EDP qualifica como *"situação transitória"* tampouco se pode concluir que o Estado português tenha configurado uma situação que visasse apenas consolidar uma situação que pretensamente se haveria já formado na esfera jurídica da EDP.
90. Alega a EDP por outro lado que *"as condições de funcionamento, de exploração e de remuneração da central hidroeléctrica do Alqueva durante esse período foram expressamente estabelecidas pelo Estado português a título transitório"*, o que se retiraria quer do artigo 18.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, quer da portaria que foi aprovada para regular esta norma, ou seja, a Portaria n.º 1458/2004, de 9 de Dezembro.
91. Dos termos conjugados de tais normas resulta uma intenção de regular transitoriamente as condições de funcionamento, exploração e remuneração da central hidroeléctrica de Alqueva, o que teve lugar através da portaria mencionada.
92. Contudo, a transitoriedade a que se refere o preâmbulo da portaria em causa é justificada com motivos não coincidentes com aqueles que aparecem invocados pela EDP na notificação – isto é, a necessidade de, *"[f]ace à liberalização do sector eléctrico, à constituição do mercado interno de electricidade e à criação do MIBEL"* (preâmbulo da Portaria n.º 1458/2004), se clarificarem tais condições até à revisão dos diplomas reguladores do Empreendimento de Fins Múltiplos de Alqueva (artigo 18.º do Decreto-Lei n.º 185/2003). Tal veio a ocorrer apenas com o Decreto-Lei n.º 313/2007, de 17 de Setembro que regula a exploração da componente hidroeléctrica do EFMA.
93. Por outro lado, o artigo 8.º da portaria claramente estabelece que *"a entidade exploradora do CHA poderá ser a própria EDIA ou outra entidade, reconhecida pela DGGE, a quem legitimamente tenha sido atribuída a exploração da Central"*<sup>19</sup>, não apenas não identificando esta última como sendo a EDP, e por isso não legitimando directamente uma qualquer situação que houvesse sido entretanto contratualizada, como permitindo à EDIA, como se observou anteriormente, a exploração directa da componente hidroeléctrica do empreendimento (solução que viria a ser consagrada no Decreto-Lei n.º 313/2007, de 17 de Setembro, como se verá adiante).
94. Um outro argumento sustentado pela EDP concerne ao artigo 9.º do Decreto-Lei n.º 313/2007, que procede à ratificação dos actos praticados pela EDIA no exercício das

---

<sup>19</sup> Realce nosso.

actividades que integram o seu objecto social praticados após a data da sua criação e anteriores à data da celebração do contrato de concessão da gestão e exploração do EFMA outorgado nos termos do artigo 3.º do mesmo diploma.

95. Desta norma pretende a EDP retirar argumentos relativos à natureza transitória da exploração da componente hidroeléctrica, quando o que efectivamente sucede é a fixação da necessidade de ratificação dos actos relativos à gestão e exploração do EFMA no seu todo considerado, isto é, mesmo nas componentes que são geridas e exploradas directamente pela EDIA por efeito do Decreto-Lei n.º 313/2007.
96. Da mesma forma, não se concorda com a argumentação desenvolvida pela EDP a respeito da circunstância de, durante o período em causa, a operação da central de Alqueva pela EDIA ter sido realizada ao abrigo de uma licença provisória de produção de energia eléctrica. Com efeito, tal licença, atribuída à EDIA com base no Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, prevendo muito embora o seu carácter transitório, fá-lo depender da conversão de tal licença em licença definitiva, o que teria lugar, nos termos da cláusula 10.<sup>a</sup>, logo que fosse apresentado na DGE o título de utilização do domínio público hídrico.
97. Deste modo, a 17 de Outubro de 2007, foi emitida, nos termos já do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 15 de Fevereiro, licença de produção de energia eléctrica a favor da EDIA, que apenas a 24 de Outubro do mesmo ano é transmitida à EDP, nos termos do Contrato celebrado entre as duas empresas e por efeito da autorização conferida por despacho da mesma data da Direcção-Geral da Energia e Geologia (DGEG).
98. Note-se, pois, que a licença definitiva é directamente concedida à EDIA, para, **apenas num segundo momento**, ser objecto de contrato de transmissão da mesma a favor da EDP por um prazo de 35 anos.
99. Daqui se retira, que é transitório, em consequência dos termos da autorização de transmissão da licença em causa, a exploração da central hidroeléctrica de Alqueva pela EDIA, e não o modelo de exploração concebido pelo Decreto-Lei n.º 313/2007 porquanto, nos termos deste (cf. artigo 4.º), se legitima a possibilidade de a exploração da componente hidroeléctrica ser efectuada pela EDIA "*directamente*", beneficiando esta, expirado o prazo previsto no despacho da DGEG, da licença de produção de energia eléctrica.
100. Finalmente, a EDP procura ainda estabelecer um paralelismo entre a operação em apreço e as regras aplicáveis à criação de algumas empresas comuns, cuja criação apenas constitui

uma operação de concentração se a empresa comum criada desempenhar de forma duradoura as funções de uma entidade económica autónoma.

101. Sendo evidente que não nos encontrarmos no caso presente perante a constituição de um tal tipo de empresa, a utilização destes casos como lugar paralelo fica impedida outrossim pelo simples facto de o objecto social da EDIA contrastar notoriamente com as situações típicas de empresas constituídas com vista à realização de um projecto específico e que se limitam a desempenhar, por um período limitado de duração, uma função particular no âmbito das actividades desenvolvidas pelas suas empresas-mãe.
102. Com efeito, o objecto social da EDIA, constituída nos termos do Decreto-Lei n.º 32/95, de 11 de Fevereiro, não se esgota na componente hidroeléctrica do EFMA, competindo-lhe toda a gestão do empreendimento, incluindo a respectiva concepção, execução, construção e exploração em todas as suas componentes (artigo 2.º).
103. Longe de desempenhar uma função específica, e ter por isso uma vigência limitada no seio de um projecto de maior envergadura, a EDIA, detida em exclusivo pelo Estado, é responsável por um programa complexo de concepção, execução, gestão e exploração das infra-estruturas integrantes do sistema primário do EFMA – em que se inclui a exploração das centrais hidroeléctricas integradas no empreendimento – concebido nos termos que constavam do Decreto-Lei n.º 32/95 e redefinido nos termos do Decreto-Lei n.º 335/2001, de 24 de Dezembro, tendo os objectivos da EDIA sido apenas recentralizados por efeito da aprovação do Decreto-Lei n.º 313/2007.
104. Acresce que, mesmo no respeitante à componente hidroeléctrica do EFMA, este último diploma nada mais faz que conceder a exploração da componente hidroeléctrica das infra-estruturas integrantes do sistema primário do EFMA e das centrais hidroeléctricas integradas neste último à EDIA, muito embora, em atenção à posição particular que vinha sendo atribuída à EDP no decurso do desenvolvimento do projecto, reconheça a esta última a legitimidade de um direito a contratar nos termos decorrentes da parte final do n.º 1 do artigo 4.º.
105. O legislador coloca, contudo, na esfera jurídica da EDIA o direito de optar pela exploração directa ou pela sub-concessão da componente hidroeléctrica do empreendimento, conferindo, neste último caso, e por via do referido Decreto-Lei, a autorização do concedente necessária para efeitos quer da cessão de exploração em causa quer da sub-concessão da utilização do domínio público hídrico respectivo.

106. Em conclusão, da sucessão temporal de diplomas aplicáveis à exploração da componente hidroeléctrica de Alqueva, incluindo a própria “situação transitória” a que se refere a notificação apresentada pela EDP à AdC, decorre, na acepção jus-concorrencial, um controlo exclusivo pela EDIA do conjunto de activos em causa, controlo esse que apenas se altera por efeito do contrato celebrado a 24 de Outubro de 2007 entre a EDIA e a EDP.

### 3.4. Da inexistência de uma operação de concentração

#### 3.4.1. Posição da EDP

107. Como resultou da análise dos argumentos invocados pela Notificante para sustentar a sua posição, a existência de um bloco de “direitos adquiridos” abrangidos por legislação anterior à celebração do Contrato conjugada com uma intervenção da EDIA de carácter meramente transitório, permitiria afastar uma alteração de controlo sobre a concessão, pelo que inexistiria uma operação de concentração e subsequente obrigação de notificação à AdC.

#### 3.4.2. Posição da AdC

108. Independentemente da questão de saber em que consistem os “direitos adquiridos”, e concluir pela sua revogação ou repristinação, o aspecto mais impressionante do quadro legal aplicável, enformado pelo Decreto-Lei n.º 313/2007, consiste na inexistência de uma qualquer obrigação legal da EDIA em contratar a exploração da central hidroeléctrica. É apenas uma faculdade autorizada por lei, ou seja, a EDIA pode exercer a exploração da concessão de forma indirecta, através de contrato celebrado com a EDP, mas pode também exercer aquela actividade de forma directa, não tendo, nesse caso, a EDP qualquer direito de exploração sobre a concessão.

109. Em termos de aplicação da Lei da Concorrência, o **controlo** do Alqueva vinha sendo exercido, em exclusivo, e por determinação do Estado enquanto concedente, pela EDIA. Nessa medida, a efectiva celebração (legalmente acautelada) do contrato nos termos do qual a EDIA cede a sua posição contratual face à exploração do Alqueva, consubstancia uma **alteração do controlo destes activos**.

110. Tampouco releva para determinar a existência de uma obrigação de notificação prévia o facto de a contratação se fazer por ajuste directo. Nos termos da Lei da Concorrência, o que releva

para efeitos de obrigação de notificação prévia de um negócio jurídico é o facto de este consubstanciar uma operação **de concentração** nos termos e para os efeitos do artigo 8.º da Lei da Concorrência, independentemente da forma escolhida pelas Partes (contratantes) para a celebração do mesmo (cf. artigos 8.º, n.º 1 e n.º 3 e artigo 9.º, n.º 2, da Lei da Concorrência, para uma noção ampla de acordo).

111. Iremos clarificar em que consistem estes conceitos, emergentes da Lei da Concorrência, para logo concluirmos pela sua aplicabilidade ao caso concreto, antes se impondo fazer apenas uma nota sobre a aplicação das leis no tempo, designadamente quanto à aplicabilidade da Lei da Concorrência.

112. Não importa, como pretende a EDP, que a eventual cooperação daquela no projecto do Alqueva remonte a um período em que a legislação da concorrência não existia, na exacta medida em que, como se observou, é entendimento da Autoridade da Concorrência que (1) os “direitos adquiridos” apenas conferiam uma expectativa relativa à celebração de um contrato; (2) a celebração do acordo será apreciada pela lei que vigore ao tempo da prática dos factos (alteração efectiva do controlo do Alqueva).

113. Se dúvidas houvesse, teríamos de recorrer às regras comuns (cf. artigos 7.º e 9.º do Código Civil) para concluir que (1) a Lei da Concorrência não foi revogada, estando plenamente em vigor; (2) o legislador não consagrou qualquer excepção (designadamente, no Decreto-lei n.º 313/2007) que faça precluir a aplicação das regras da concorrência, apesar de o diploma referido datar de 2007, sendo portanto posterior à Lei da Concorrência que determina a obrigatoriedade de notificação prévia à AdC de todas as operações de concentração.

114. Mais se acrescente que foi precisamente o legislador quem revogou expressamente a excepção anteriormente contida no artigo 42.º, n.º 2, do Decreto-Lei n.º 371/93, para a aplicação das regras de concorrência às concessões de serviços públicos, assim marcando a evolução legislativa no sentido que se acaba de expor.

#### **3.4.2.1. Dos conceitos contidos na Lei da Concorrência**

115. Procurámos acima sistematizar a posição da EDP, a qual, devemos rememorar, parte do conceito de “direitos adquiridos” – à celebração de um contrato em regime de ajuste directo – para tentar concluir que o acordo para a exploração do Alqueva não é uma operação de concentração sujeita à obrigação de notificação prévia.

116. A Lei da Concorrência visa proteger todos os consumidores, destinando-se a abranger todas as actividades económicas exercidas em Portugal, independentemente de o sector ser público, privado ou cooperativo (cf. artigo 1.º da Lei da Concorrência), e todas as entidades, independentemente do seu estatuto jurídico ou modo de funcionamento (cf. artigo 2.º da Lei da Concorrência); ou seja, visa, em última *ratio*, dar corpo à obrigação constitucional que sobre o Estado impende de assegurar o funcionamento eficiente dos mercados de forma a garantir a equilibrada concorrência entre as empresas (cf. alínea *e*) do artigo 81.º, da Lei Fundamental).
117. Daqui decorre que todas as operações de concentração de empresas que preencham um dos critérios plasmados nas alíneas *a*) e *b*) do n.º 1 do artigo 9.º da Lei da Concorrência (respectivamente, quota de mercado ou volume de negócios), devem necessariamente ser notificadas à AdC.
118. Repare-se que não releva sequer para este efeito o facto de a operação de concentração ter por base uma concessão ou qualquer outra forma de contrato, já que a lei não faz depender a obrigatoriedade de notificação prévia, ou o conceito de operação de concentração, da forma pela qual se concretiza a alteração de controlo<sup>20</sup>.
119. Procurando analisar o que se encontra determinado na lei, começaremos por afirmar que nos termos do n.º 1 do artigo 9.º da Lei da Concorrência, só estão sujeitas a notificação prévia as operações de concentração que preencham uma das condições elencadas nas alíneas *a*) e *b*), referentes, respectivamente, aos critérios da quota de mercado superior a 30% e ao volume de negócios superior a 150 milhões de euros.
120. O que daqui resulta de forma imediata são dois factos: o primeiro é que uma operação de concentração tem de preencher um daqueles critérios para estar sujeita a notificação à AdC; o segundo é que, independentemente do preenchimento de um ou dos dois critérios referidos, só as operações de concentração, e não qualquer transacção ou negócio jurídico entre empresas, carecem de ser notificadas.
121. O que deva entender-se por operação de concentração não o diz o artigo 9.º, encontrando-se tal conceito plasmado no artigo 8.º, ambos da Lei da Concorrência.

---

<sup>20</sup> Cf. artigo 8.º da Lei da Concorrência, que na alínea *b*) do n.º 1 e no n.º 3 apenas se refere ao conceito de “controlo”, independentemente da forma contratual utilizada pelas empresas para celebrar o negócio; no mesmo sentido, cf. o n.º 2 do artigo 9.º do mesmo diploma legal, que apenas se refere ao “acordo” em sentido lato como elemento que espoleta a contagem do prazo para o exercício da obrigação de notificação prévia.

122. No n.º 1 do artigo 8.º da Lei da Concorrência, distinguem-se dois tipos de operações de concentração, quais sejam, a fusão de duas ou mais empresas anteriormente independentes (cf. alínea a) do n.º 1) – não aplicável ao caso concreto – e a aquisição por uma empresa, directa ou indirectamente, do controlo da totalidade ou de partes de uma ou várias empresas (cf. alínea b) do n.º 1) – que poderá ser aplicável ao caso decidido.

123. A concessão do Alqueva à EDP não é uma fusão; poderá ser uma aquisição do controlo, subsumível na alínea b) do n.º 1 do artigo 8.º referido. Para tanto temos de saber se aquele negócio jurídico compreende a aquisição pela EDP do controlo do Alqueva.

124. A resposta ao que deva entender-se por “controlo” encontra-se no n.º 3 do artigo 8.º, nos termos do qual «o **controlo** decorre de qualquer acto, independentemente da forma que este assuma, que implique a possibilidade de exercer, isoladamente ou em conjunto, e tendo em conta as circunstâncias de facto e de direito, uma **influência determinante** sobre a actividade de uma empresa (...)».

125. Logo nas alíneas a) a c) do mesmo n.º 3 daquele preceito, se ilustra exemplificativamente o que pode ser a **influência determinante**:

«

a) *Aquisição da totalidade ou de parte do capital social;*

b) *Aquisição de direito de propriedade, **do uso ou fruição sobre a totalidade ou parte dos activos de uma empresa;***

c) *Aquisição de direitos ou celebração de contratos que confirmam uma influência preponderante na composição dos órgãos de uma empresa» – realce nosso.*

126. Pela celebração do referido acordo tendente à exploração do EFMA e sub-concessão do domínio público hídrico, **a EDP passa a poder usar e fruir o “Alqueva”, o que antes não sucedia**, já que era explorado directamente pela EDIA. Assim, não se deverá confundir a posição que a EDP ou a REN detinham em função [CONFIDENCIAL], com a posição

emergente da cessão de exploração e sub-concessão, em exclusivo e com carácter duradouro, daqueles activos.

127. Ou seja, nos termos da Lei da Concorrência, e como acabámos de ver, o facto de a EDP poder passar, na sequência de determinada operação, a usar e fruir, a explorar o “Alqueva”, consubstancia, à luz da lei, a capacidade de aquela exercer uma influência determinante sobre a actividade em causa, da qual decorre necessariamente o controlo.

128. Concluindo, nos termos e para os efeitos da já citada alínea *b)* do n.º 1 do artigo 8.º, aquela aquisição de controlo consubstancia uma operação de concentração de empresas.

129. Do agora exposto resulta que existe uma alteração do controlo exercido sobre o Alqueva, o qual é adquirido pela EDP, assim se subsumindo a operação projectada no conceito de operação de concentração contido na referida alínea *b)* do n.º 1 do artigo 8.º (aquisição de controlo).

#### 3.4.2.2. O controlo de concentrações: escopo

130. Por último, não se deverão aqui olvidar as regras de interpretação que emergem das regras gerais contidas no artigo 9.º do Código Civil<sup>21</sup>.

131. Efectivamente, importa analisar o artigo 8.º e o artigo 9.º da Lei da Concorrência de forma conjugada com as demais normas aplicáveis ao controlo prévio de concentrações de empresas, no sentido de compreender que, neste âmbito, «a *necessidade de preservar e desenvolver, no interesse dos consumidores intermédios e finais, uma concorrência efectiva no mercado nacional*»<sup>22</sup> é o fim que tem como meio «*determinar [de forma apriorística] os seus efeitos [das operações de concentração] sobre a estrutura da concorrência*»<sup>23</sup>.

132. O que a Lei da Concorrência, em sede de controlo de concentrações, pretendeu acautelar, foram os potenciais impactos de **alterações estruturais na concorrência** e nos mercados, sendo indiferente a forma do contrato ou de exercício da actividade. Não releva portanto, que a actividade esteja sujeita a fiscalização do concedente, ou de uma qualquer entidade

---

<sup>21</sup> Nos termos do n.º 1, o intérprete poderá reconstituir o pensamento legislativo «*tendo sobretudo em conta [1] a unidade do sistema jurídico, [2] as circunstâncias em que a lei foi elaborada e as [3] condições específicas do tempo em que é aplicada*». Já o n.º 3 do mesmo artigo aponta para critérios objectivos de interpretação, designadamente, «*[N]a fixação do sentido e alcance da lei, o intérprete presumirá que o legislador consagrou as soluções mais acertadas e soube exprimir o seu pensamento em termos adequados*»

<sup>22</sup> Cf. n.º 1 do artigo 12.º da Lei da Concorrência.

administrativa; o que releva para efeitos de controlo prévio de concentrações é a **análise prospectiva do eventual impacto negativo que determinada reconfiguração da estrutura do mercado pode ter face à concorrência efectiva**. É inequívoco, neste sentido, que a formalização de um acordo como o que vem sendo analisado, importa necessariamente uma alteração na estrutura de mercado, porquanto aquele conjunto de activos relevantes era controlado pela EDIA, passando agora a ser operado pelo maior operador nacional do sector eléctrico, a EDP.

133. O controlo prévio de concentrações pretende acautelar a criação de entraves significativos para a concorrência efectiva em resultado da criação ou reforço de uma posição dominante **na sequência, precisamente, de uma alteração na estrutura da concorrência – em que o veículo é a operação da concentração**.

134. Ora, concluindo-se que a transacção notificada constitui uma operação de concentração, cumpre então analisar se a mesma preenche pelo menos uma das condições de notificação prévia enunciadas nos termos do n.º 1 do artigo 9.º da Lei da Concorrência.

135. Analisada a operação de concentração notificada, verifica-se que em consequência da sua realização, se reforça uma quota superior a 30% em dois mercados, conforme se analisará nos Capítulos V e VI da presente Decisão. Tratam-se, nomeadamente, do mercado de produção de energia eléctrica e do mercado de serviços de ajuste de sistema, ambos com dimensão geográfica correspondente a Portugal Continental.

136. Do mesmo modo, considerando os volumes de negócios realizados em Portugal, no último exercício, pelo conjunto das empresas participantes na operação de concentração em apreço, verifica-se que este é superior a 150 milhões de euros, líquidos dos impostos com este directamente relacionados, e, superior a 2 milhões de euros, por, pelo menos, duas dessas empresas, tal como se constata no Capítulo II da presente Decisão.

### 3.5. Conclusão

137. Em face de todo o exposto, impõe-se concluir que:

- a) O Estado acautelou e assegurou que a EDP pudesse contratar de forma directa com a EDIA, no caso de esta entidade decidir exercer a exploração da concessão de forma indirecta, e havendo acordo quanto aos termos a contratar;

---

<sup>23</sup> *Idem*.

- b) Os “direitos adquiridos”, invocados pela Notificante para sustentar a inexistência de uma operação de concentração, traduzem-se num direito a contratar directamente a exploração da componente hidroeléctrica do EFMA;
- c) O direito a contratar que assiste à EDP não se confunde com o direito *per se* à exploração da concessão, o qual apenas por via do Contrato foi transferido – mediante pagamento de uma contrapartida financeira à EDIA – e poderá ser exercido por aquela;
- d) A concessão da exploração do EFMA foi atribuída pelo Estado à EDIA;
- e) A EDIA podia, nos termos da lei, explorar directamente a concessão, pelo que inexistia uma obrigação legal de contratar com a EDP – a lei apenas consagrou uma faculdade de ceder a exploração a outrem;
- f) A cessão de posição configura uma alteração do controlo dos activos em causa;
- g) A alteração do controlo configurada pelo Contrato consubstancia, nos termos da Lei da Concorrência, uma operação de concentração sujeita a notificação prévia.

138. Importará enfatizar que no caso concreto passará, de facto e de direito, a existir uma situação nova. Independentemente de a EDP poder reclamar deter um conjunto de “direitos adquiridos”, questões como a quota de mercado ou o volume de negócios da EDP não podiam, até à realização da presente operação de concentração, traduzir ou incluir os valores representados pelos Activos agora cedidos e sub-concessionados com a celebração do Contrato<sup>24</sup>.

139. Destarte, com a celebração do Contrato opera-se uma manifesta alteração na estrutura do mercado que necessariamente obriga ao controlo prévio de concentrações.

---

<sup>24</sup> Vejam-se, neste sentido, *v.g.*, os Relatórios e Contas referentes aos anos de 2005 e 2006, em que a actividade da EDP Produção não incorpora aqueles activos, pela simples razão de que os mesmos não estavam na sua esfera, sendo agora adquiridos por via do Contrato celebrado. Ainda, e no que concerne a operações de concentrações analisadas por esta Autoridade, *v.g.*, os casos Ccent. 16/2005 – Erenova/Ortiga\* Safra, decidida em 11 de Novembro de 2005 – “Erenova I”, Ccent. 60/2005 – Erenova / Bolores\* Eneraltius\* Levante\* Cabeço das Pedras\* Malhadizes, de 30 de Novembro de 2005 – “Erenova II” e Ccent. 06/2007 – Erenova / Eólica da Alagoa, decidida em 26 de Fevereiro de 2007 – “Erenova III”, em que a Central de Alqueva é identificada como “Outros” concorrentes PRO do Grupo EDP na estrutura de mercado.

140. Em face de todo o exposto, e quanto à questão de saber se a exploração da componente hidroeléctrica das infra-estruturas integrantes do sistema primário de fins múltiplos do Alqueva (EFMA) e a sub-concessão, também à EDP, dos direitos de utilização privativa do domínio público hídrico associado para fins de produção de energia eléctrica e para a implantação de infra-estruturas de produção de energia eléctrica, não configura uma operação de concentração nos termos previstos no artigo 8.º da Lei da Concorrência, e, como tal, faz precluir a obrigatoriedade de notificação prévia, nos termos do artigo 9.º do mesmo diploma<sup>25</sup>, a resposta é negativa.
141. Assim, conclui a Autoridade da Concorrência, que a transacção que consiste na aquisição, pela EDP Produção, decorrente da celebração do Contrato com a EDIA, consubstancia uma operação de concentração sujeita a notificação prévia.

#### IV – CARACTERIZAÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL

##### 4.1. Enquadramento Legislativo do Sector da Electricidade

142. Em 2006, por meio do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro<sup>26</sup>, e do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto<sup>27</sup>, foram estabelecidos os princípios base da organização do Sector Eléctrico Nacional (doravante, "SEN"), concretizando a maioria das disposições previstas, a título transitório, nos Decretos-Lei n.º 184/2003 e n.º 185/2003, ambos de 20 de Agosto de 2003. Parte destas alterações só ganharam eficácia a partir de 1 de Julho de 2007, momento em que foram criados os mercados organizados previstos na legislação em vigor.

---

<sup>25</sup> Recorde-se que, segundo a Notificante, sempre estaria preenchido o critério atinente ao volume de negócios.

<sup>26</sup> Diploma que estabelece os princípios gerais relativos à organização e funcionamento do Sector Eléctrico Nacional (SEN), bem como ao exercício das actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de electricidade e à organização dos mercados de electricidade e que transpõe para a ordem jurídica interna os princípios da Directiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho, que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade, e que revoga a Directiva n.º 96/92/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de Dezembro.

<sup>27</sup> Diploma que concretiza e desenvolve os princípios estabelecidos no Decreto-Lei n.º 29/2006, que vimos de descrever, com a redacção que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho, em particular no que toca aos procedimentos a observar para a atribuição de licença para a produção em regime ordinário (PRO), para a comercialização de electricidade e para a atribuição das concessões da Rede Nacional de

143. O novo modelo de organização do SEN, consagrado nos diplomas *supra* citados, identificou três tipos de agentes de mercado, designadamente (1) os produtores em regime ordinário, (2) os comercializadores e (3) o comercializador de último recurso (doravante, “CUR”), bem como duas modalidades para comercialização de energia, designadamente (a) o mercado de contratos bilaterais físicos e (b) o mercado organizado.
144. Os “produtores em regime ordinário” são as entidades que detêm, pelo menos, uma licença de produção e têm o direito de vender energia eléctrica, por si produzida, no mercado organizado ou mediante contratos bilaterais. A produção em regime de mercado é designada por Produção em Regime Ordinário (PRO).
145. Os “comercializadores” são as entidades que, mediante licença, exercem a actividade de compra por grosso e a actividade de venda por grosso ou a retalho de energia eléctrica.
146. O «comercializador de último recurso» é a entidade titular de licença de comercialização de energia eléctrica sujeita a obrigações de serviço universal. Esta função é, actualmente, exercida pela EDP Serviço Universal, S.A., encontrando-se sujeita a regulação sectorial de tarifas e relações comerciais por parte da ERSE.
147. O relacionamento comercial entre os diferentes agentes que compõem o SEN enquadram as duas modalidades de comercialização de energia eléctrica citados *supra* no ponto 143, sendo conferida a cada uma das três categorias de agentes a possibilidade de realizarem importações e exportações de energia eléctrica com países terceiros.
148. No que diz respeito à Produção em Regime Especial (PRE), o quadro legislativo definido pelos Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, e n.º 172/2006, de 23 de Agosto, não introduziu alterações às condições de comercialização anteriormente definidas, mantendo-se o regime de compra garantida com preços fixados administrativamente. A única alteração introduzida prende-se com a entidade a que respeita a obrigação de compra da energia produzida por produtores em regime especial, antes cometida à concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT) e, no novo quadro, atribuída ao CUR.

---

Transporte (RNT) e das concessões da distribuição de electricidade em alta e média tensões e em baixa tensão.

149. Presentemente, todos os consumidores portugueses, sem excepção, possuem o estatuto de clientes elegíveis<sup>28</sup>, podendo optar por serem fornecidos por um “comercializador” ou pelo “CUR”, ficando, neste último caso, sujeitos a um regime de tarifas de energia eléctrica reguladas.

#### 4.2. O MIBEL: Mercado Ibérico de Electricidade

150. Em 1 de Julho de 2007, a junção do mercado da produção de energia eléctrica de Portugal e Espanha deu origem ao Mercado Ibérico da Electricidade (MIBEL), concretizando o que havia sido estabelecido no Acordo de Santiago de Compostela, de Outubro de 2004, aprovado pela Resolução da Assembleia da República n.º 23/2006, de 19 de Janeiro. Nos termos desse Acordo, foram definidos os seguintes mercados organizados do MIBEL (artigo 6.º, n.º 1):

- a. *“Mercados a prazo, que compreendem as transacções referentes a blocos de energia com entrega posterior ao dia seguinte da contratação, de liquidação quer por entrega física, quer por diferenças.”*
- b. *“Mercados diários, que compreendem as transacções referentes a blocos de energia com entrega no dia seguinte ao da contratação, de liquidação necessariamente por entrega física”*
- c. *“Mercado intra-diário, de liquidação necessariamente por entrega física.”*

151. Os n.º 2 e 3 do Artigo 6.º do Acordo de Santiago de Compostela estabelecem ainda que:

- *“Os mercados não organizados (...) são compostos por contratos bilaterais físicos entre as entidades do MIBEL, de liquidação tanto por entrega física como por diferenças.”*
- *“A contratação dos serviços de ajuste de sistema no próprio dia poderá ser realizada através de mecanismos de mercado, a definir por cada operador de sistema, e a sua liquidação será necessariamente por entrega física.”*

<sup>28</sup> Um cliente de energia eléctrica beneficia do direito de elegibilidade, i.e. é considerado ‘cliente elegível’, quando pode escolher livremente o seu fornecedor de energia eléctrica. O Decreto-Lei n.º 192/2004, de 17 de Agosto, completou o Decreto-Lei n.º 36/2004, de 26 de Fevereiro, – que alargou o direito de elegibilidade aos consumidores de energia eléctrica em baixa tensão especial (BTE – pequenas empresas) –, ao alargar o direito de elegibilidade aos consumidores de energia eléctrica em baixa tensão normal (BTN).

152. O *mercado a prazo* corresponde ao mercado de derivados do MIBEL e caracteriza-se por ser um mercado organizado, não regulamentado, de contratação de energia eléctrica a prazo, sendo gerido pelo Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIP).
153. O *mercado diário* é aquele onde ocorre a maioria das transacções, realizando-se diariamente até às 10:00 da manhã do dia anterior ao da entrega da energia. Cada produtor submete, para cada hora, ofertas de venda compostas por pares de preço e quantidade. Por outro lado, os distribuidores e comercializadores de electricidade submetem ofertas de compra. A oferta marginal de venda necessária para satisfação da procura determina o preço de equilíbrio da energia para cada hora que remunera identicamente todas as unidades de oferta seleccionadas a produzir no âmbito do leilão competitivo.
154. O *mercado intradiário* é um mercado de ajustes, que visa incorporar desvios de previsão da procura e ajustamentos na programação de produção que os agentes queiram efectuar. Compreende seis sessões de negociação, em aproximação ao momento da entrega da energia.
155. Por sua vez, o *mercado de contratação dos serviços de ajuste de sistema* permite ao operador de sistema garantir o permanente equilíbrio entre a energia produzida e a energia consumida, gerindo os desvios que possam acontecer entre a energia que foi programada fornecer no mercado diário e intradiário e aquela que é necessária à satisfação, em tempo real, da procura.
156. Com efeito, caso ocorram desvios entre a produção e o consumo de energia eléctrica, pode verificar-se uma degradação da qualidade de fornecimento que pode culminar em interrupção do serviço de distribuição ao consumidor (vulgo “apagão”). Para gerir desvios, o operador do sistema ora diminui a produção face ao programado, ora aumenta essa produção, fazendo-o com recurso aos serviços de ajuste de sistema que contrata com as centrais.
157. O mercado organizado, criado em 1 de Julho de 2007, adoptou o mecanismo de gestão de congestionamentos definido na reunião do Conselho de Reguladores de Março de 2006<sup>29</sup>, segundo proposta dos gestores de sistemas dos dois países – a REN e a REE. O mecanismo adoptado consiste num modelo misto no qual se complementa um mecanismo de Separação

de Mercados (*market splitting*) aplicado no horizonte diário com leilões explícitos de capacidade anteriores ao horizonte diário para a atribuição dos direitos físicos correspondentes.

158. No contexto do modelo de separação de mercados aplicado aos mercados diários, os fluxos de importação / exportação entre Portugal e Espanha são determinados em função das diferenças de preço verificadas nas unidades marginais de oferta entre os dois países.

159. No âmbito do mecanismo proposto, para um dado preço em Portugal, quanto maior a diferença de preços grossistas da produção de energia eléctrica face a Espanha, maior o volume de trocas de energia eléctrica através da interligação entre os dois sistemas eléctricos sujeito às restrições impostas pela capacidade limitada de interligação.<sup>30</sup>

160. Assim, na ausência de congestionamentos na interligação transfronteiriça, define-se um preço idêntico para ambos os países. Pelo contrário, existindo congestionamentos, os mercados são separados em duas zonas de preço, sendo que os preços são formados em função das condições da oferta e procura em cada região, tendo em conta a máxima utilização da capacidade de interligação disponível. Resulta, então, uma zona de preço alto, importadora líquida, e uma zona de preço baixo, exportadora líquida.

161. Nestes termos, a separação de mercados em diferentes zonas de preços só ocorre caso a capacidade de interligação seja insuficiente para arbitrar totalmente as diferenças de preços que possam existir.

162. Apenas durante o ano de 2008 serão implementados os leilões explícitos de capacidade. Os direitos físicos de capacidade serão atribuídos nesses leilões, anuais e mensais, ao preço marginal de licitação, servindo, essencialmente, as transacções entre os dois países baseadas em contratos bilaterais físicos.

#### 4.3. A Produção em Regime Especial

163. A Produção em Regime Especial (PRE), como a própria designação alude, consiste num regime protegido de produção, onde se englobam a produção de electricidade a partir de

---

<sup>29</sup> CNE/ERSE, "Proposta de Mecanismo de Gestão conjunta da interligação Portugal/Espanha", de 14 de Março de 2006.

<sup>30</sup> A curva de oferta é composta por troços descontínuos. Poderão ocorrer situações em que o volume de trocas não varia em reacção a variações pouco significativas na diferença de preços entre sistemas eléctricos. Nessa medida, a relação supra referida aplica-se apenas em sentido lato.

fontes renováveis (eólica, mini-hídrica e biomassa) e de co-geração (por co-geração entende-se a produção simultânea de calor e electricidade).

164. Por se entender que estas formas de produção produzem externalidades positivas para o sistema (redução de emissões de CO<sub>2</sub>, redução da dependência do petróleo e aumento da eficiência energética), foram desenhados sistemas de incentivos financeiros no sentido de viabilizar a sua entrada no sistema eléctrico.
165. Em 2007, a PRE correspondeu a cerca de 20,2% da produção de energia eléctrica em Portugal Continental<sup>31</sup>, devendo crescer significativamente no horizonte dos próximos 3 a 5 anos, conforme as metas de capacidade instalada e produção identificadas na Resolução do Conselho de Ministros n.º 1/2008, de 4 de Janeiro.
166. O modelo de incentivo financeiro adoptado em Portugal determina que a PRE é vendida em Portugal segundo um regime de compra garantida pelo CUR – toda a energia que é injectada na rede é comprada – e com base em tarifas administrativamente fixadas.
167. No contexto do regime jurídico em vigor, a produção de electricidade em regime especial é deduzida à procura que o CUR leva a mercado, na medida em que qualquer variação na electricidade produzida em regime especial é suportada pelo CUR, no contexto da obrigação de aquisição obrigatória a preço regulado.
168. De acordo com o Decreto-Lei n.º 33-A / 2005, de 16 de Fevereiro e no Decreto-Lei n.º 225/2007, de 31 de Maio, o regime especial da PRE deverá estar garantido por um período de quinze anos, podendo ainda estender-se por mais cinco anos para centrais hídricas PRE. Só depois deste período, está prevista a sua entrada em mercado associada a certificados verdes transaccionáveis.

#### **4.4. Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual**

169. O início do MIBEL seguiu-se ao cessar dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) de longo prazo que a EDP tinha com a REN, o que ocorreu em 30 de Junho de 2007, e à entrada, no mercado liberalizado, das centrais que estavam sujeitas a CAE. Estes contratos assentavam num regime de exclusividade e garantiam certeza remuneratória aos produtores. Resultava, então, que os produtores detinham um rendimento pela exploração das centrais que era independente das quantidades de energia efectivamente fornecidas.

---

<sup>31</sup> Vide REN, Informação Mensal, Sistema Electroprodutor, Dezembro de 2007, disponível em [www.ren.pt](http://www.ren.pt).

170. A cessação dos CAE na posse da EDP teve como contrapartida a aplicação de um esquema de compensação que recebeu a designação de Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC). Os CMEC visam manter as condições de remuneração das centrais, conforme anteriormente estabelecido nos CAE, no mercado da produção liberalizado. Estas compensações têm uma duração limitada, definida em função da duração dos CAE que foram alvo de cessação, conforme as condições estabelecidas no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, posteriormente revisto pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de Maio.

171. Os CAE que não pertenciam à EDP não foram cessados, tendo sido criada a REN Trading, S.A. para vender em mercado a energia eléctrica produzida pelas duas centrais que mantiveram os respectivos CAE (Tejo Energia e Turbogás).

#### **4.5. Tarifa de Venda a Clientes Finais pelo CUR**

172. Como já foi referido no parágrafo 146, a EDP Serviço Universal assume o papel do CUR ao vender a energia a clientes finais, a uma tarifa que é regulada pela ERSE.

173. As tarifas de comercialização do CUR são desenhadas com o intuito de recuperar todos os custos de fornecimento. São determinadas no ano n-1 para vigorar no ano n, com base em estimativas da procura e dos preços da energia em mercado.

174. Caso existam desvios nas previsões e o encaixe financeiro das tarifas seja inferior aos custos de fornecimento, então, no ano n+1, as tarifas são calculadas no sentido de retroactivamente recuperar esses desvios. Do mesmo modo, caso os proveitos tarifários sejam superiores aos custos de fornecimento, resulta uma devolução financeira ajustada nas tarifas do ano seguinte.

175. Nestes termos, os preços grossistas de energia serão sempre reflectidos, ora directamente, ora com desfasamento, existindo correcção de desvios, nas tarifas do comercializador de último recurso. Assim, dado que o CUR assegura o fornecimento de mais de 90% da procura<sup>32</sup>, aumentos dos preços grossistas far-se-ão sentir sobre a grande maioria dos consumidores.

---

<sup>32</sup> ERSE, Mercado Liberalizado, Dezembro de 2007, disponível em [www.erse.pt](http://www.erse.pt).

#### **4.6. Enquadramento da produção hidroeléctrica e o regime legal do uso do domínio público hídrico**

176. Com a publicação da Lei da Água<sup>33</sup> e o Decreto-Lei n.º 226-A/2007, de 31 de Maio, define-se o regime jurídico relativo às bases do regime de utilização de recursos hídricos, nomeadamente no que se refere à utilização privativa do domínio público hídrico para a produção de electricidade. O modelo consagrado nestes diplomas dispõe os mecanismos de regulação da sua utilização, seja para novos aproveitamentos hidroeléctricos, seja para os pré-existentes.
177. Os elementos mais importantes dos referidos diplomas, relativamente à produção de electricidade com meios hidráulicos, relacionam-se com o modelo de atribuição do título de utilização dos recursos hídricos, a sua transmissibilidade, bem como a sua exploração.
178. O modelo consagrado para a atribuição do título prevê que esta seja realizada mediante concurso, sempre que para um dado aproveitamento se identifique mais do que um interessado. Prevê, igualmente, que o Governo possa promover a implementação de infra-estruturas públicas destinadas à produção de energia hidroeléctrica superiores a 100 MW, sendo, nesses casos, a concessão atribuída mediante procedimento concursal nos termos a fixar para cada concessão por Resolução do Conselho de Ministros (cfr. Art.º 24 do Decreto-Lei n.º 226-A/2007, de 31 de Maio).
179. No que toca à transmissibilidade e transacção dos títulos de utilização, prevê a legislação pública que ela é possível, desde que se mantenham os requisitos que presidiram à sua atribuição, ficando por esse efeito o adquirente sub-rogado em todos os direitos e deveres do cedente enquanto durar o prazo do respectivo título de utilização (cfr. artigo 26.º do Decreto-Lei n.º 226-A/2007).
180. A exploração do domínio público hídrico para a produção de electricidade encontrar-se-á ainda sujeita ao pagamento de taxa de recursos hídricos, que define a contrapartida pela utilização do domínio público hídrico para fins privativos (artigo 68.º da Lei da Água). Esta taxa será determinada com base no que vier a ser estabelecido na legislação complementar à Lei n.º 58/2005, de 29 de Dezembro. A determinação desta taxa compete às Administrações das Regiões Hidrográficas (ARH), entidades que, no momento da instrução da presente operação de concentração, ainda não se encontram criadas.

---

<sup>33</sup> Lei n.º 58/2005, de 29 de Dezembro, que aprova a Lei da Água, transpondo para a ordem jurídica nacional a Directiva n.º 2000/60/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de Outubro, e estabelecendo as bases e o quadro institucional para a gestão sustentável das águas.

181. O Decreto-Lei n.º 226-A/2007 estabeleceu um mecanismo especial de regularização da atribuição de títulos de utilização às empresas titulares de centros electroprodutores que, à presente data, e em território nacional, se aplica apenas ao grupo EDP (cfr. artigo 91.º do Decreto-Lei n.º 226-A/2007). Resulta deste mecanismo que a EDP viu estendido o direito de utilização do domínio hídrico de 26 centrais hídricas por um período que durará, em média, até 2047. A contrapartida financeira, determinada pelo governo, consistiu num pagamento de 759 milhões de euros, correspondente ao valor de equilíbrio económico-financeiro associado aos direitos de utilização do domínio hídrico afecto aos centros hidroeléctricos na titularidade do grupo EDP, em conformidade com o Decreto-Lei n.º 226-A/07, de 31 de Maio.<sup>34</sup>
182. Em Novembro de 2007, é publicado o Plano Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico<sup>35</sup> (doravante PNBEPH). Este plano tem como objectivo identificar novos aproveitamentos hidroeléctricos no horizonte temporal de 2007 a 2020, propondo a realização de 10 novos aproveitamentos equivalentes a 1097 MW de potência instalada, 9 dos quais, nos termos da Lei da Água, serão atribuídos mediante processos concursais.

## V – MERCADO(S) RELEVANTE(S)

### 5.1. Mercado Do Produto Relevante

#### 5.1.1. Posição da Notificante

183. A Notificante sustenta que os mercados do produto relevante, para efeitos da presente operação de concentração, correspondem ao da produção de energia eléctrica com recurso à Produção em Regime Ordinário, no caso da Central Hidroeléctrica do Alqueva, e ao da produção de energia eléctrica com recurso à Produção em Regime Especial, no caso da Central Hidroeléctrica do Pedrógão.
184. Na Notificação submetida à Autoridade da Concorrência no âmbito do presente procedimento, a Notificante remete para a argumentação por si sustentada no âmbito dos procedimentos

---

<sup>34</sup> Cfr. Comunicado de 15.06.2007, *Cessação Antecipada dos CAEs*, disponível em [www.edp.pt](http://www.edp.pt).

<sup>35</sup> Disponível em [www.inag.pt](http://www.inag.pt) e [www.portugal.gov.pt](http://www.portugal.gov.pt).

anteriores (Enernova I, Enernova II, Enernova III e Ccent. 02/2008 EDP/Pebble Hydro)<sup>36</sup> para justificar o seu entendimento relativamente ao mercado de produto relevante.

185. Ora, nas notificações submetidas pela EDP no contexto das operações de concentração *supra* referidas, a Notificante argumenta que o mercado liberalizado, que corresponde à PRO, deve constituir um mercado relevante distinto do da produção de electricidade sujeita a regulação, correspondente à PRE, uma vez que esta última consubstancia uma forma regulada de produção de electricidade, na medida em que a procura é garantida e os preços não se formam livremente pela interacção entre a oferta e a procura, sendo antes regulados. Esta é, assim, uma actividade regulada, sem concorrência entre produtores.

186. Os preços da electricidade produzida em regime especial são consideravelmente mais elevados do que os preços praticados no mercado liberalizado, e assim, entende a Notificante não existirem incentivos para que os produtores de PRE passem a transaccionar a sua produção em mercado livre, uma vez que tal opção implicaria que se sujeitassem a preços variáveis e não tivessem garantido o escoamento da electricidade, o que introduziria elementos de risco.

187. Por outro lado, alega a Notificante que, no contexto deste regime jurídico, os critérios tradicionais utilizados na definição de mercado, em particular o “SSNIP test”<sup>37</sup>, não são aplicáveis à PRE em Portugal, tendo em conta que, por um lado, mesmo um eventual monopolista na PRE não poderia determinar o aumento de preço da electricidade produzida uma vez que o preço é regulado e, por outro lado, qualquer aumento do preço da electricidade produzida no âmbito da PRE não levaria a uma alteração da procura, uma vez que o CUR está obrigado a comprar toda a electricidade produzida em regime especial.

188. Com efeito, e segundo a Notificante, o conceito de substituíbilidade, no qual o “SSNIP test” é baseado, presume que o consumidor é livre de escolher entre diferentes alternativas e que a sua decisão final depende da inter-influência entre os preços relativos e as preferências relativas pelos diferentes produtos, tornando-se assim evidente a impossibilidade de aplicação do referido teste, no caso concreto, para efeitos de definição de mercado relevante.

---

<sup>36</sup> Vide Ccent. 16/2005 – Enernova/Ortiga\*Saфра, decidida em 11 de Novembro de 2005 – “Enernova I”; Ccent. 60/2005 – Enernova / Bolores\* Eneraltius\* Levante\* Cabeço das Pedras\* Malhadizes, de 30 de Novembro de 2005 – “Enernova II”; Ccent. 06/2007 – Enernova / Eólica da Alagoa, decidida em 26 de Fevereiro de 2007 – “Enernova III”; e Ccent 02/2008 – EDP / Pebble Hydro\*H. Janeiro de Baixo.

<sup>37</sup> O “SSNIP test” – *Small but Significant Non-transitory Increase in Prices* – é um instrumento utilizado para efeitos da definição de mercado relevante, que permite aferir se um aumento de preços por parte de um monopolista hipotético seria lucrativo ou não. Caso se verifique que tal aumento de preços é lucrativo, estamos perante um mercado autónomo.

189. Considera, assim, a Notificante, que o “*SSNIP test*” seria apenas aplicável à PRO, onde os preços estão liberalizados, resultando dessa aplicação que esse é um mercado bem definido e que não inclui a PRE, uma vez que os consumidores perante um aumento dos preços da energia comercializada no mercado liberalizado não poderão ver a sua procura pela PRE satisfeita.

190. Assim, a Notificante entende que, tendo em consideração a actividade desenvolvida tanto pela EDP Produção como pela EDIA, os mercados do produto relevantes a ter em consideração para efeitos da presente operação correspondem à i) produção de electricidade em regime especial (PRE) e à ii) produção de electricidade em regime ordinário (PRO).

191. Esta posição da Notificante relativamente ao mercado de produto relevante não impede, contudo, que esta reconheça, conforme o demonstrou na Notificação das operações de concentração Enernova I, II e III e Ccent. 02/2008, a existência de relações indirectas, em termos de quantidade de energia produzida, entre a PRO e a PRE, as quais podem ser tomadas em consideração, e que dessas relações poderão resultar efeitos na formação dos preços no mercado liberalizado.

## 5.1.2 Posição da Autoridade da Concorrência

### 5.1.2.1. Mercado da Produção de Energia Eléctrica

192. À semelhança da posição adoptada pela Comissão Europeia em diversas decisões, a Autoridade da Concorrência tem considerado que o sector da energia eléctrica se subdivide em quatro actividades<sup>38</sup>:

1. *Produção de electricidade*
2. *Transporte;*
3. *Distribuição;*

---

<sup>38</sup> Vide, por exemplo, Ccent. 10/2003 – Enersis/HE70 (decidida em 20 de Junho de 2003); e Ccent. 26/2004 – Enersis/Fespect/Renewable Energy System (decidida em 26 de Agosto de 2004), Ccent. 16/2005 – Enernova/Ortiga\*Safrá (decidida em 11 de Novembro de 2005) e Ccent. 60/2005 – Enernova / Bolores\* Eneraltius\* Levante\* Cabeço das Pedras\* Malhadizes (decidida a 30 de Novembro de 2005) e Ccent. 06/2007 – Enernova / Eólica da Alagoa (decidida em 26 de Fevereiro de 2007).

4. *Comercialização/fornecimento ao cliente final.*

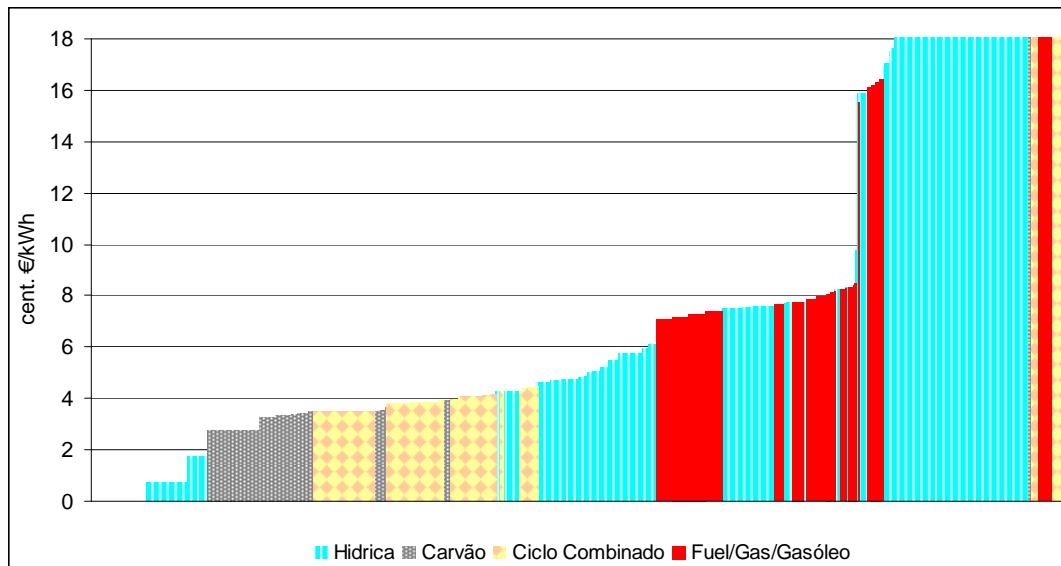
193. Na aceção da Comissão Europeia<sup>39</sup>, estas actividades constituem mercados de produto autónomos, uma vez que cada uma delas apresenta uma estrutura de mercado distinta, o que implica condições de concorrência heterogéneas. Acresce que cada uma destas actividades exige activos e meios de produção diferentes.
194. Ora, no contexto da presente operação de concentração, a adquirida apenas se encontra activa no estágio de produção, pelo que a análise jus-concorrencial incidirá sobre o mercado da produção de electricidade, não deixando, no entanto, de se efectuar uma análise sobre os potenciais efeitos verticais que possam advir desta operação (*cf.* Capítulo VI da Avaliação Jus-concorrencial).
195. Em casos anteriores<sup>40</sup>, a Autoridade da Concorrência concluiu que a produção de energia eléctrica em PRE e em PRO devem ser consideradas como substitutas aquando da satisfação da procura grossista de electricidade e, assim, as duas formas de produção deverão integrar um único mercado relevante, cuja actividade corresponde à produção de energia eléctrica.
196. Refira-se, apenas, que do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, decorre uma alteração do modo como a PRE deverá influenciar os preços nos mercados organizados, diferente daquela que foi tida em conta nas decisões Enernova I e II.
197. Com efeito, se conforme as disposições definidas no Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, entretanto revogado, a PRE exerceria a sua influência no âmbito dos mercados organizados pelo lado da oferta mediante ofertas de quantidades nesses mercados, no contexto definido pelo Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, este efeito surgirá do lado da procura.
198. Contudo, tal como a Autoridade da Concorrência já argumentou na decisão relativa à operação de concentração Ccent. 06/2007 (Enernova III), esta alteração regulamentar não modifica a inter-influência existente entre a PRO e a PRE.

<sup>39</sup> *Vide* por exemplo, COMP. IV/M.1346 – EDF/London Electricity (decidida em 27 de Janeiro de 1999); COMP. IV/M.1606 – EDF South Western Electricity (decidida em 19 de Julho de 1999); COMP./M.2801 – RWE/INNOGY (decidida em 17 de Maio de 2002).

<sup>40</sup> *Vide* Ccent. 29/2004 – National Power/Turbogás, decidida em 7 de Setembro de 2004, Ccent. 16/2005 – Enernova/Ortiga\*Safrá (decidida em 11 de Novembro de 2005) e Ccent. 60/2005 – Enernova / Bólores\* Eneraltius\* Levante\* Cabeço das Pedras\* Malhadizes (decidida a 30 de Novembro de 2005) e Ccent. 06/2007 – Enernova / Eólica da Alagoa (decidida em 26 de Fevereiro de 2007).

199. Efectivamente, o facto de a procura, que o CUR deverá dirigir aos mercados organizados, ser realizada em função da diferença entre a procura global dos respectivos clientes e as quantidades de PRE previstas implica que a uma menor produção do segmento PRE corresponde uma maior procura de electricidade por parte do CUR, podendo resultar uma subida dos preços da PRO.
200. Refira-se, neste contexto, o entendimento do Regulador do Sector (ERSE), exposto no Parecer enviado à Autoridade da Concorrência em 13 de Fevereiro de 2008, em resposta a pedido desta última, no contexto do presente procedimento: *“os volumes de produção de energia eléctrica de produtores em regime especial têm um reflexo indirecto no preço do mercado diário de energia eléctrica, sobretudo para a área portuguesa do MIBEL, por via das compras dirigidas a este mercado pelo CUR.”*
201. Neste sentido, e apesar de o preço da PRE não ser, de facto, afectado pelas condições de concorrência do mercado, o impacto, via quantidade produzida da PRE, para a determinação da oferta marginal que determina o preço de mercado da PRO é semelhante ao de outras formas de produção de electricidade.
202. Tomemos, como exemplo, a electricidade produzida a partir de centrais térmicas a carvão e a produzida a partir de centrais térmicas a fuelóleo. Na perspectiva do consumidor, a electricidade produzida por estas centrais electroprodutoras satisfaz a procura grossista da mesma forma, i.e., em termos das suas características intrínsecas, o produto é homogéneo.
203. Contudo, sendo os custos de produção de electricidade nestes dois tipos de centrais muito distintos, o preço máximo a que é efectuada uma oferta de venda da electricidade produzida nas centrais térmicas a carvão será sempre inferior ao preço mínimo a que é efectuada a oferta de venda da electricidade produzida nas centrais térmicas a fuelóleo.
204. Este facto pode ser comprovado pela figura *infra* que ilustra como as diferentes formas de produção de electricidade constituem a curva da oferta, traduzindo a ordem de mérito da produção de energia, i.e., a ordem de preços a que os diversos tipos de centrais são colocados em mercado.

#### **Gráfico 1: Curva da Oferta no mercado liberalizado de produção eléctrica, em Portugal**



Fonte: OMEL<sup>41</sup>. Tratamento dos dados públicos disponíveis em [www.omel.es](http://www.omel.es) pela AdC.

205. De acordo com este gráfico, a produção de centrais a carvão é ofertada a um preço entre 3–4 cent.€/kWh, sendo sempre chamada a produzir, tanto em horas de menor como de maior consumo, enquanto que a produção de uma central a fuelóleo é colocada acima dos 7 cent.€/kWh, sendo apenas chamada a produzir em períodos de consumo mais elevado. Desta forma, o preço médio a que é transaccionada a electricidade produzida numa central a carvão é superior ao preço médio a que é transaccionada a electricidade produzida numa central a fuelóleo.

206. Neste contexto, a pressão concorrencial que as centrais térmicas a carvão exercem sobre as centrais térmicas a fuelóleo acontece ao nível das quantidades e não tanto ao nível dos preços a que são ofertadas, i.e., a quantidade de electricidade produzida nas centrais térmicas a fuelóleo é apenas condicionada pelas ofertas de venda realizadas pelas centrais a carvão via quantidade, na medida em que, para uma mesma procura, um aumento nas quantidades ofertadas pelas centrais a carvão leva a uma redução das quantidades transaccionadas pelas centrais a fuelóleo, enquanto que um acréscimo do preço de oferta das centrais a carvão não conduz a uma alteração nas quantidades transaccionadas das centrais a fuelóleo.

<sup>41</sup> Este gráfico foi construído com base na curva da oferta de produtores nacionais no dia 23 de Outubro de 2007, na hora 17, considerando para as ofertas infra-marginais apenas aquelas que foram casadas.

207. Já a quantidade de electricidade produzida pelas centrais a carvão não depende da oferta de electricidade pelas centrais térmicas a fuelóleo, uma vez que o preço de oferta destas últimas é sempre superior ao preço das ofertas de venda das primeiras.
208. Em suma, estas duas formas de produção de electricidade concorrem de forma sequencial na satisfação da procura grossista de electricidade e, conseqüentemente, na determinação do preço da oferta marginal de PRO. O mesmo acontece na relação entre PRE e PRO, no sentido em que a quantidade produzida no sistema PRE não depende das quantidades produzidas no sistema PRO, porém, a quantidade de PRO transaccionada é influenciada pela quantidade produzida de PRE.
209. Assim sendo, a electricidade produzida nas centrais que ocupam as posições de carga base<sup>42</sup> na ordem de mérito *supra* definida determina a quantidade de electricidade produzida em centrais que ocupam as últimas posições nessa ordem de mérito, sendo que o inverso não é verdadeiro.
210. Neste sentido, poder-se-á entender, hipoteticamente, a PRE como ocupando a base da ordem de mérito, i.e., como se fosse ofertada a custo zero, sendo a primeira a satisfazer a procura grossista e, por isso, deduzida à procura de electricidade dirigida aos produtores de PRO que se seguem na ordem de mérito. Tal hipótese tem reprodução prática em mercados onde a PRE participa directamente em mercado, como acontece no mercado Espanhol, em particular para a produção PRE em que os custos variáveis são nulos ou próximos de zero.
211. No fundo, as quantidades de PRE vendidas num regime de compra garantida ou num regime de participação directa em mercado organizado serão, em teoria, equivalentes.
212. Realce-se, no entanto, que enquanto que o preço a que é efectivamente transaccionada a PRO depende das ofertas casadas de electricidade fornecida pelas diversas centrais electroprodutoras, o mesmo não se aplica à PRE, cujo preço é, tal como se referiu anteriormente, fixado administrativamente.
213. Porém, considerar as diferenças de regimes regulatórios no que toca à determinação dos preços como critério único para considerar que PRE e PRO são mercados de produto distintos, a tese sustentada pela Notificante, não incorpora devidamente outros factores a ter em conta, como sejam a homogeneidade de produto e a forma como os diferentes modos de produção interagem nas condições da oferta e na formação de preços.

214. Cumpre notar que no seio do sistema PRO subsistem igualmente diferenças regulatórias importantes no que respeita à determinação das condições remuneratórias.

215. As centrais da EDP anteriormente vinculadas a Contratos de Aquisição de Energia estão sujeitas às compensações CMEC. As centrais da Tejo Energia e da Turbogás encontram-se ainda vinculadas a Contratos de Aquisição de Energia com a REN Trading. As centrais do extinto SENV, todas pertença da EDP, são aquelas cuja remuneração se encontra efectivamente dependente dos preços e quantidades vendidas em mercado. Pelo contrário, a remuneração das centrais sujeitas a CMEC ou ainda vinculadas a CAE não depende nem dos preços nem das quantidades vendidas, mas antes das condições reguladas em contratos ou no modo de cálculo das compensações CMEC.

216. Nestes termos, levado ao extremo o argumento das diferenças regulatórias no que toca à determinação do preço de venda da energia eléctrica, poder-se-ia alegar estar-se em presença de quatro mercados de produto distintos, onde se identificava a PRE e a PRO subdividida em centrais sujeitas a CMEC, centrais vinculadas a CAE e as centrais do extinto SENV. Ora, tal tese não tem validade, atento o seguinte:

- todas as centrais PRO, independentemente do regime de remuneração a que se encontram sujeitas, participam em mercado, sendo as suas ofertas ordenadas de acordo com o preço, definindo a curva de oferta de energia eléctrica;
- como decorre do ponto 208, a principal dimensão em que ocorre a concorrência entre as centrais electroprodutoras que ocupam posições afastadas na ordem de mérito é a quantidade, e não o preço.

217. Desta forma, como se demonstrou, considerar que o mercado relevante do produto engloba a electricidade produzida em centrais electroprodutoras de PRO que ocupam diferentes posições na ordem de mérito e/ou integram diferentes regimes de regulação contratual, é concordante com a aceitação de que a PRE e a PRO fazem parte integrante do mesmo mercado de produto relevante.

218. Considera, desta forma, a Autoridade da Concorrência, que a inter-influência entre a PRO e a PRE justifica que a PRE seja integrada no mesmo mercado relevante da PRO. No fundo, tal parte de reconhecer a PRE como uma componente relevante da oferta do mercado de

---

<sup>42</sup> A produção carga base é a produção que ocupa os primeiros lugares na ordem de mérito, entrando sempre

produção de energia eléctrica, atendendo também às condições de homogeneidade do produto final, que é indistinto tratando-se da PRE ou da PRO.

219. A participação directa da PRE em mercado, na medida em que fizesse depender a remuneração do produtor PRE dos preços de mercado, tornaria, de facto, inequívoca a definição do mercado de produto como englobando tanto a PRE como a PRO. Este é, aliás, o entendimento da Comissão Europeia demonstrado no caso do mercado Espanhol de produção de electricidade<sup>43</sup> no qual a PRE, em particular a de origem renovável, vai a mercado a preços próximos de zero.

220. Contudo, face à natureza específica dos mercados eléctricos, este não deverá ser o único critério a observar na definição do mercado do produto, como alega a Notificante, quando refere que a inaplicabilidade do “SSNIP test” conduziria necessariamente à conclusão que PRE e PRO são mercados distintos em virtude dos preços da PRE serem fixados por via administrativa. Este argumento não é válido, até porque o “SSNIP test” deve ser realizado, em mercados regulados, considerando uma situação hipotética de inexistência de regulação.

221. De facto, e tal como se expôs *supra*, o preço não é o único factor que influi no desempenho dos mercados grossistas de electricidade. Conforme sublinhado pela Comissão Europeia<sup>44</sup>, um agente com posição dominante pode influenciar o processo de formação dos preços através da retirada estratégica de capacidade de produção infra-marginal<sup>45</sup> no mercado e, por essa via, conduzir a um incremento dos preços fixados por centrais mais caras, mesmo que essas centrais pertençam a outros concorrentes.

222. Acresce que, mesmo que se admitisse a PRE e a PRO como mercados de produto distintos, nessa definição alternativa, PRE e PRO constituiriam, inequivocamente, mercados de produto relacionados. Nesse sentido, manter-se-ia a pertinência das questões jusconcorrenciais suscitadas no âmbito dos processos Enernova I, II e III, bem como aquelas suscitadas em sede de instrução na presente operação de concentração.

---

para a satisfação da procura.

<sup>43</sup> Vide Decisão da Comissão Europeia M.4865 Enel/Acciona/Endesa, de 05.07.2007. Refira-se que, de acordo com o entendimento da Comissão Europeia e da autoridade nacional de concorrência de Espanha, o mercado de produção de energia eléctrica em Espanha engloba tanto a produção em regime especial como a produção em regime ordinário. Por outro lado, ambas as instituições entendem que a delimitação geográfica deste mercado corresponde ao território peninsular Espanhol.

<sup>44</sup> Vide Comissão Europeia, “Report on the Energy Sector Inquiry, Inquiry into the European gas and electricity sectors pursuant to Article 17 of Regulation 1/2003”.

<sup>45</sup> I.e., centrais com custo de produção inferiores àquelas que fixam o preço de equilíbrio.

223. Em suma, a Autoridade da Concorrência considera válidas as conclusões relativas ao mercado de produto relevante expressas nas decisões de operações de concentração anteriores, definindo como mercado relevante para efeitos da apreciação jus-concorrencial da presente operação de concentração o da produção de energia eléctrica.

#### 5.1.2.2. Mercado de serviços de ajuste de sistema

224. Em decisões anteriores da Comissão Europeia<sup>46</sup> e da Autoridade da Concorrência<sup>47</sup>, foi deixada em aberto a possibilidade da contratação de serviços de ajuste de sistema constituir um mercado de produto distinto da comercialização grossista de electricidade, nomeadamente no que se refere às restantes formas de comercialização admitidas, no âmbito do MIBEL, para o mercado de produção de electricidade (mercados diário e intradiários).

225. O mercado de serviços de ajuste de sistema ocorre após o encerramento dos restantes mercados, sendo constituído por um conjunto de processos mediante os quais se resolvem, em tempo real, os desequilíbrios pontuais e instantâneos entre a produção e o consumo, e que são contratados mediante ofertas dos produtores. Neste mercado, o gestor do sistema eléctrico – a concessionária da RNT – define a procura, e as centrais eléctricas correspondem à oferta.

226. Conforme resulta do Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema de Junho de 2007<sup>48</sup>, a contratação destes serviços pode ser realizada mediante mercados organizados ou mediante contratos bilaterais, integrando dois tipos principais de serviços<sup>49</sup>:

- i. Regulação Secundária: o objectivo deste serviço é manter a capacidade de corrigir os potenciais desvios entre produção e consumo num prazo de entre 30 segundos e 15 minutos. O produto que é negociado neste mercado é a capacidade de aumentar ou diminuir a produção, sendo remunerado segundo a disponibilidade (margem ou reserva disponibilizada para baixar ou aumentar a produção) e a sua utilização (energia que foi entregue ou compensação pela redução da produção);

---

<sup>46</sup> Vide Decisão da Comissão Europeia M.3440 – EDP/ENI/GDP, de 9/12/2004 e M.4685 ENEL/ACCIONA/ENDESA, de 05/07/2007.

<sup>47</sup> Vide Ccent. 32/2006 – REN/Activos regulados do gás natural, decidida em 20 de Julho de 2006.

<sup>48</sup> Disponível em [www.edp.pt](http://www.edp.pt).

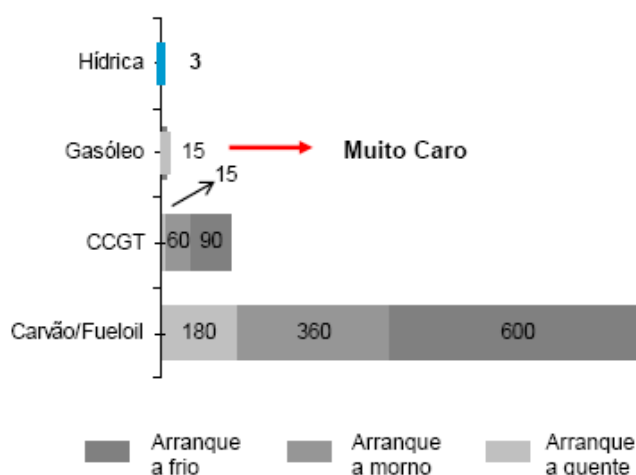
<sup>49</sup> Existem ainda outros serviços, nomeadamente a regulação primária, controle de tensão e arranque autónomo.

- ii. Regulação Terciária: o objectivo deste serviço é restituir a reserva de regulação secundária quando esta tenha sido utilizada, mediante a adaptação dos programas de funcionamento dos geradores que estejam ou não em serviço. O produto negociado é, assim, a variação de produção que é possível conseguir num tempo máximo de 15 minutos e que pode ser mantida por 2 horas consecutivas. Existem 2 sub-mercados, um onde é contratado um aumento da produção de energia eléctrica, e outro onde é contratada uma redução da produção de energia eléctrica.

227. O fundamento utilizado para potencialmente distinguir o mercado de serviços de ajuste de sistema do mercado grossista deve-se ao facto de não ser fácil substituir as vendas em mercados organizados com as vendas em mercados de serviços de ajuste de sistema. Aos participantes na prestação deste tipo de serviços é usualmente exigido um elevado grau de flexibilidade produtiva – capacidade de variar num curto de espaço de tempo a produção –, em particular no que concerne aos serviços de regulação secundária, o que limita potencialmente os agentes produtores prestadores destes serviços àqueles que detenham centrais que cumpram os requisitos de flexibilidade necessários.

228. Como se pode observar na figura *infra*, a tecnologia com um tempo de arranque menor é a tecnologia hídrica, sendo as tecnologias a carvão e a fuelóleo as mais lentas no arranque.

**Gráfico 2: Tempo de arranque por tecnologia (mín.)**



Fonte: EDP.<sup>50</sup>

<sup>50</sup> Vide as apresentações do Dia do Investidor publicadas no site da Notificante [www.edp.pt](http://www.edp.pt).

229. Em resultado destas diferenças no tempo de arranque, a tecnologia hídrica detém uma vantagem sobre as restantes tecnologias, que se traduz numa representatividade maioritária desta tecnologia neste mercado.
230. A vantagem da tecnologia hídrica é confirmada pela composição da oferta dos serviços de ajuste de sistema no segundo semestre de 2007. Com efeito, cerca de [60-70%] da energia eléctrica contratada na Regulação de Banda Secundária é de origem hídrica, sendo que da energia eléctrica que é contratada em Regulação Terciária para subir, a de origem hídrica representa cerca de [80-90%]. Trata-se de uma estrutura de oferta distinta daquela que existe no mercado da produção de energia eléctrica, apontando claramente para que o mercado de serviço de ajuste de sistema seja um mercado autónomo do mercado da produção de energia eléctrica.
231. A autonomia deste mercado é ainda comprovada pela diferença de preços em relação ao mercado diário. Os preços no mercado diário são, em média, 27,95% mais elevados que os preços no mercado de Regulação Terciária para descer e 5,27% mais baixos que o preço do mercado da Regulação Terciária para subir.
232. Com efeito, as especificidades técnicas que caracterizam os serviços de ajuste de sistema, quer quanto ao tipo de serviços que são contratualizados, quer quanto ao tipo de centrais que participam na prestação deste tipo de serviços, tornam difícil a substituição entre transacções de energia nos mercados organizados e no mercado de serviços de ajuste de sistema, determinando que sejam autonomizados em mercados distintos.
233. Por outro lado, o facto das importações de energia eléctrica não fazerem parte da oferta neste mercado, cinge os participantes neste a um número inferior àquele que existe nos restantes mercados organizados. Sublinhe-se, ainda, que a estrutura da oferta neste mercado é também condicionada por factores, como sejam a necessidade de que as centrais cumpram determinado tipo de requisitos no sentido de poderem participar na prestação deste tipo de serviços.
234. No momento actual, a oferta neste mercado é constituída apenas pela EDP, pela EDIA e pelas centrais da Turbogás e da Tejo Energia, estas últimas ofertadas em mercado pela REN Trading. De facto, os agentes económicos activos no regime PRE não participam no mercado de serviços de ajuste de sistema. Segundo a Notificante, a legislação existente sobre o

regime PRE não permite que estas centrais vendam a sua energia em mercado, pelo que as respectivas produções estão sujeitas a tarifas reguladas.

235. Em conclusão, dadas as características técnicas específicas do mercado de serviços de ajuste de sistema, o facto de apresentar uma estrutura de mercado e um preço de equilíbrio distinto dos mercados organizados onde é transaccionada a maior da parte da produção de energia eléctrica implica que se considere o mercado dos serviços de ajuste de sistema como um mercado relevante autónomo.

236. No âmbito deste mercado poder-se-ia ainda delimitar três mercados de produto distintos em função do tipo de serviço que é contratualizado. Porém, na medida em que tal delimitação mais fina não altera o sentido da análise jus-concorrencial, poderá ficar em aberto a possibilidade de cada tipo de serviço de sistema constituir um mercado de produto autónomo.

### **5.1.3. Conclusão da definição de Mercado do Produto Relevante**

237. Em face de todo o exposto, e na medida em que a presente operação dará lugar à sobreposição horizontal das empresas participantes nas respectivas actividades de produção de energia eléctrica, a Autoridade da Concorrência considera que os mercados do produto relevante, para efeitos desta operação de concentração, correspondem ao mercado da produção de energia eléctrica<sup>51</sup> e ao mercado de serviços de ajuste de sistema.

## **5.2. Mercado Geográfico Relevante**

### **5.2.1. Posição da Notificante**

238. A Notificante entende que a PRE, dada a sua natureza regulada, terá necessariamente uma dimensão nacional, conforme a posição que adoptou na Notificação das operações de concentração Enernova I, II e III e Ccent. 02/2008 EDP/Pebble Hydro\*H. Janeiro de Baixo.

239. Já no que diz respeito à PRO, a Notificante entende que o mercado geograficamente relevante “é cada vez mais o ibérico, quer seja pela prática verificada na actuação concreta

dos agentes quer pela própria harmonização legal, regulamentar e regulatória que estabeleceram regras, procedimentos e instituições comuns e apesar de algumas imperfeições no funcionamento do MIBEL, que subsistem.”<sup>52</sup>

240. De acordo com a Notificante, a integração dos sistemas eléctricos Português e Espanhol num mercado ibérico único manifesta-se em diversas vertentes, salientando-se *(i) a aproximação legislativa e regulamentar entre Portugal e Espanha, (ii) a existência de um modelo de funcionamento único e integrado, e (iii) o contínuo desenvolvimento da integração ao nível físico.*
241. Relativamente ao item *(i) a aproximação legislativa e regulamentar entre Portugal e Espanha*, a Notificante refere que se verificou a criação de um Conselho de Reguladores Ibérico que integra quatro entidades reguladoras, nomeadamente a ERSE e a CMVM, em Portugal, e a CNE e a CNMV, em Espanha, passando a legislação e a regulação nos dois países a ser construída de forma cada vez mais coordenada pelas entidades responsáveis.
242. Para a aproximação legislativa e regulamentar entre Portugal e Espanha contribuiu, ainda, a cessação dos CAE da EDP em 30 de Junho de 2007 e o início da aplicação do mecanismo CMEC.
243. Por outro lado, a Notificante, no contexto do item *(ii) a existência de um modelo de funcionamento único e integrado*, salienta ter-se registado uma integração das plataformas de mercado e uma harmonização das regras, destacando a entrada em funcionamento da *pool* ibérica, a definição de regras comuns para o mecanismo de garantia de potência, a criação de um novo modelo de contratação a prazo de energia eléctrica por parte dos comercializadores regulados Português e Espanhol (leilões CESUR) e a entrada em operação do mercado a prazo (OMIP).
244. No que diz respeito ao item *(iii) o contínuo desenvolvimento da integração a nível físico*, a Notificante refere que os investimentos já realizados, em curso e com planeamento anunciado no reforço da capacidade de interligação entre Portugal e Espanha constituem um factor indiscutível da crescente integração no âmbito do MIBEL e da concretização de um mercado único ibérico de energia eléctrica, na medida em que valores cada vez mais

---

<sup>51</sup> Conforme já foi seu entendimento na Ccent 4/2005 – Sacyr –Finerge, de 14 de Fevereiro de 2005 e nos Processos Enernova I e Enernova II e Enernova III.

<sup>52</sup> Vide Notificação.

reduzidos de congestionamento implicam que os preços grossista de referência de Portugal e Espanha sejam tendencialmente os mesmos.

245. Segundo os dados fornecidos pela Notificante na página 102 da Notificação, a capacidade de interligação no mercado Ibérico era, em 2006, de 900-1100 MW, devendo passar para valores da ordem dos [CONFIDENCIAL] MW em 2008, e para 3000 MW, em 2010. No entanto, note-se que o valor apontado para a mesma variável, para o ano de 2010, [CONFIDENCIAL].

246. A Notificante admite, no entanto, que as limitações nas interligações entre Portugal e Espanha, com maior impacto nas alturas de congestionamento, não permitem ainda uma idêntica evolução dos preços nos dois países, obrigando à separação dos mercados.

247. Afirma, ainda, a Notificante, que os preços grossistas em Portugal são, aproximadamente, [CONFIDENCIAL] por MWh superiores a Espanha. Das diversas razões que explicam esta diferença nos preços, destaca a Notificante a existência de causas estruturais e conjunturais e a socialização de diferenças de preços no interior de Espanha.

248. De entre as causas estruturais apontadas para a diferença de preços ao nível grossista, refere, a Notificante, a menor margem de reserva<sup>53</sup> em Portugal comparativamente a Espanha, os portefólios de produção marginal estruturalmente diferentes e a [CONFIDENCIAL].

249. De entre as causas conjunturais, destaca as limitações da capacidade de interligação durante o mês de Agosto de 2007, e as indisponibilidades de grupos geradores nacionais com custos marginais mais baixos.

250. No entanto, a Notificante alega que esta situação será corrigida a médio prazo, para tal contribuindo o aumento da capacidade de interligação, a adição de CCGT em Portugal – o que conduzirá à harmonização do portefólio de produção entre os dois países –, e o fim das tarifas de fornecimento regulado.

---

<sup>53</sup> Indicador que compara a capacidade nacional de produção disponível com a procura máxima verificada.

## 5.2.2. Posição da Autoridade da Concorrência

### 5.2.2.1. Mercado da produção de energia eléctrica

251. A Autoridade da Concorrência adoptou uma definição do mercado do produto relevante distinta daquela que a Notificante propôs, designadamente como correspondendo ao mercado da produção de energia eléctrica, integrando PRO e PRE, o que condiciona a delimitação geográfica dos mercados definidos.

252. Importa, desde já referir, que a harmonização legal, regulamentar e regulatória do mercado de electricidade Português e Espanhol referida pela Notificante ainda não é completa. De facto, continuam a verificar-se diferenças ao nível da regulação da PRE e também na resolução dos CAE, nomeadamente aqueles da Tejo Energia e da Turbogás.

253. No entanto, mesmo que a harmonização legal, regulamentar e regulatória fosse total, o mercado não poderia ser considerado ibérico se persistissem níveis de congestionamento elevados nas interligações, com consequências em termos de diferenças de preços entre os dois países.

### A separação dos mercados Português e Espanhol ocorre com frequência elevada

254. A prática decisória, tanto desta Autoridade, como da Comissão Europeia<sup>54</sup>, sobre a dimensão geográfica deste mercado, aponta para a limitada expressão dos fluxos de importação e exportação entre Portugal e Espanha, resultante, em grande medida, das restrições de capacidade das inter-conexões físicas existentes entre os dois países, que se traduzem, na actualidade, em congestionamentos.

255. A existência de congestionamentos entre Portugal e Espanha resulta do facto de a procura comercial de capacidade de interligação exceder a capacidade comercial de interligação definida pelos operadores de sistema, REN e REE.

256. Em 2005, um ano de seca, registaram-se congestionamentos em mais de 30% das horas.<sup>55</sup> Já no ano de 2006, reflexo de um melhor desempenho hidrológico (em particular no último

---

<sup>54</sup> Veja-se, em particular, a exposição da Comissão Europeia relativamente à dimensão geográfica da produção de electricidade na decisão relativa ao caso No COMP/M.3440 – EDP/ENI/GDP.

<sup>55</sup> De acordo com os cálculos efectuados por esta Autoridade a partir de informação constante do sítio na Internet [www.omel.es](http://www.omel.es).

trimestre) o nível de congestionamentos reduziu-se para aproximadamente 20% das horas.<sup>56</sup> No ano de 2007, novamente um ano com pior desempenho hidrológico, o nível de congestionamentos voltou a subir, para aproximadamente 53% das horas.<sup>57</sup> Se atentarmos apenas aos primeiros seis meses de funcionamento do MIBEL (o que corresponde ao 2º semestre de 2007), período no qual a Notificante assumiu o controlo comercial das centrais antigamente sujeitas a CAE, verificaram-se congestionamentos em aproximadamente 80% das horas.<sup>58</sup>

**Tabela 3: Percentagem de horas com congestionamento na interligação no sentido Espanha-Portugal durante o 1º sem.MIBEL**

Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
75,0	84,3	81,5	79,7	77,2	86,0

Fonte: OMEL. Tratamento dos dados públicos disponíveis em [www.omel.es](http://www.omel.es) pela AdC.

257. A existência do actual quadro referencial para o mecanismo de gestão de congestionamentos permite, com maior clareza, identificar a importância dos congestionamentos no que toca à definição geográfica do mercado da produção de electricidade, confirmando aquelas que foram as principais conclusões obtidas em decisões anteriores desta Autoridade, nomeadamente na Erenova I, II e III.

258. Como referido no ponto 157, o mecanismo de gestão de congestionamentos assenta num modelo de separação de mercados. No contexto do modelo de separação de mercados aplicado aos mercados diários, os fluxos de importação / exportação entre Portugal e Espanha são determinados em função das diferenças de preço verificadas nas unidades marginais de oferta dos dois países.

259. Nestes termos, ocorre a separação de mercados em diferentes zonas de preços caso a capacidade de interligação seja insuficiente para arbitrar totalmente as diferenças de preços que possam existir.

260. No contexto da aplicação do mecanismo de separação de mercados, um congestionamento no sentido importador tem como significado económico o esgotamento da possibilidade de

<sup>56</sup> *Idem.*

<sup>57</sup> *Idem.*

<sup>58</sup> *Idem.*

recorrer a unidades extra de energia provenientes de importação para satisfazer a procura doméstica.

261. Neste caso, sendo a electricidade um bem não armazenável e sendo a respectiva procura de curto prazo caracterizada por uma quase nula sensibilidade a variações dos preços horários grossistas, a condição de equilíbrio entre oferta e procura será necessariamente obtida através de uma unidade marginal de oferta produzida por um centro electroprodutor em Portugal Continental.

262. Deste modo, ocorrendo congestionamentos no sentido importador, a concorrência para a satisfação da unidade marginal de produção, que satisfaz o equilíbrio entre oferta e procura, processar-se-á em função das condições da oferta em Portugal Continental. Nessa medida, quando ocorrem congestionamentos, os mercados Português e Espanhol separam-se, constituindo, necessariamente, dois mercados geográficos distintos.

263. Pelo contrário, a ausência de congestionamento no sentido importador tem como significado que a unidade marginal de oferta que satisfaz a condição de equilíbrio do mercado Português pode ser fisicamente obtida, em condições idênticas, por via de importações ou por produção nacional.

264. Por outro lado, na ausência de congestionamento no sentido exportador, a produção nacional e a produção Espanhola concorrem em condições fisicamente idênticas para a satisfação da procura doméstica em Espanha.

265. Neste contexto, será então admissível que as condições da oferta e da procura, no que toca à definição do contexto geográfico relevante do mercado da produção de electricidade, se possam alterar em função da existência, ou não, de congestionamentos na interligação transfronteiriça.

266. De facto, de acordo com a Tabela *infra*, no primeiro semestre de funcionamento do MIBEL (Julho a Dezembro de 2007), os preços em Portugal foram, em média, cerca de [30-40]% superiores aos preços em Espanha aquando da ocorrência de congestionamentos, sendo idênticos na ausência de congestionamentos. Tal traduziu-se numa diferença média diária superior a [20-30]%.

**Tabela 4: Preços médios do Mercado Diário em Portugal e Espanha no 1º sem. MIBEL (Jul. a Dez. 2007)**

	<b>Espanha (€/MWh)</b>	<b>Portugal (€/MWh)</b>	<b>Dif %</b>
Zona de preço Único	[CONFIDENCIAL]	[CONFIDENCIAL]	[0-10]%
Separação de mercados	[CONFIDENCIAL]	[CONFIDENCIAL]	[30-40]%
Total	[CONFIDENCIAL]	[CONFIDENCIAL]	[20-30]%

Fonte: EDP<sup>59</sup>. Tratamento da AdC.

267. Da Tabela 5 que se segue verifica-se, ainda, que a diferença entre os preços médios mensais de Portugal e Espanha foi superior a **[10-20]%**, em todos os 6 meses após a entrada em funcionamento do MIBEL, e que, mesmo no mês em que em Espanha se registou um preço médio mais elevado, Dezembro, esta diferença foi substancial, tendo, aliás, registado o valor mais elevado do período representado.

**Tabela 5: Preços médios mensais para Portugal e Espanha durante o 1º sem. MIBEL (cent. €/KWh)**

	<b>Julho</b>	<b>Agosto</b>	<b>Setembro</b>	<b>Outubro</b>	<b>Novembro</b>	<b>Dezembro</b>
<b>Portugal</b>	4,68	4,37	4,36	4,63	5,91	7,35
<b>Espanha</b>	3,85	3,51	3,58	3,84	4,73	5,79
<b>Dif. %</b>	21,63%	24,55%	21,65%	20,62%	24,88%	26,92%

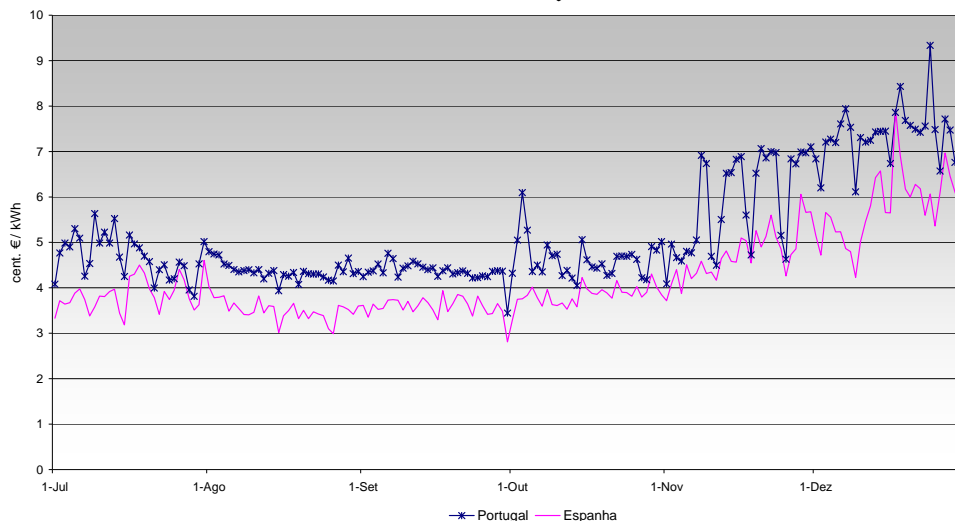
Fonte: OMEL. Tratamento dos dados públicos disponíveis em [www.omel.es](http://www.omel.es) pela AdC.

268. Ilustram-se, ainda, no Gráfico 3 *infra*, as disparidades entre os preços médios diários nos dois países, permitindo constatar que em todos os dias, os preços médios diários em Portugal diferiram daqueles que foram praticados em Espanha, o que implica que ocorreram congestionamentos em todos os dias, mesmo que apenas em algumas horas.

269. O preço médio diário Português foi inferior ao Espanhol em apenas um dia do período amostrado. A diferença percentual máxima no período representado verificou-se quando o preço médio diário em Portugal excedeu o de Espanha em 63%.

<sup>59</sup> Conforme a informação enviada pela Notificante no Anexo 5 da comunicação de 25/02/2008.

**Gráfico 3: Preços médios diários para Portugal e Espanha durante o 1º sem. MIBEL (Jul. a Dez. 2007)**



Fonte: OMEL. Tratamento dos dados públicos disponíveis em [www.omel.es](http://www.omel.es) pela AdC.

**A capacidade comercial de importação não é um valor firme e a sua expansão ocorrerá num horizonte ainda incerto**

270. No que diz respeito ao incremento previsto para a capacidade de interligação, refira-se que, os investimentos em curso nas linhas de interligação entre Portugal e Espanha são susceptíveis de diminuir a probabilidade futura de ocorrência de congestionamentos. No entanto, não é certo que estes se venham a concretizar no calendário previsto e que reduzam substancialmente a probabilidade futura de existência de congestionamentos.

271. Primeiro que tudo, existe ainda uma grande incerteza em relação às datas em que se conseguirão atingir determinadas metas para a capacidade de interligação. A própria Notificante refere que a capacidade de interligação no mercado Ibérico deverá atingir os 3000 MW em 2010 na página 62 da Notificação, [CONFIDENCIAL] MW, para o mesmo ano. Já segundo a REN e REE, apenas se concluirão os investimentos que permitirão atingir uma capacidade de 3000 MW em 2014.<sup>60</sup>

272. Por outro lado, os valores previstos para a capacidade de interligação não são constantes, no sentido em que, por razões técnicas (temperaturas mais elevadas levam a uma redução da

<sup>60</sup> Vide "Capacidade indicativa de interligação para fins comerciais para 2007 - Relatório Técnico", disponível em [www.ren.pt](http://www.ren.pt), e <http://www.cne.es/cne/doc/mibel/01%20REE%20Jornadas%20MIBEL-Interconexiones.ppt>.

capacidade no Verão, controlo de voltagem, consumo de energia reactiva, défice de geração), a capacidade de interligação varia ao longo do ano.

273. Na verdade, como refere o *North American Electric Reliability Council*, enquanto que “as capacidades de interligação entre dois sistemas são geralmente referenciadas, é entendido por aqueles que as determinam, e aqueles que as usam, que estas capacidades são apenas aproximações para um conjunto de condições específicas, e não valores firmes que se aplicam em todos os momentos. Desta forma, um valor para a capacidade de interligação deve ser visto mais como um valor típico ou um valor médio. A capacidade efectiva em cada momento poderá ser consideravelmente mais elevada ou mais baixa.”<sup>61</sup>

274. Neste mesmo sentido aponta a informação constante da tabela *infra*, relativa ao comportamento da capacidade de interligação. Note-se que as horas entre as 9h e as 23h, correspondentes a períodos de maior consumo, são denominadas fora de vazio, e as restantes (das 24h às 8h), correspondentes aos períodos de menor consumo, são denominadas horas de vazio.<sup>62</sup>

**Tabela 6: Estatísticas referentes à capacidade de interligação no sentido Espanha-Portugal, durante o 1º sem. MIBEL (Jul. a Dez. 2007)**

	Média (MW)	Máximo (MW)	Mínimo (MW)	Desvio Padrão (MW)	Coefficiente de Variação
<b>Fora de Vazio</b>	1039	1600	0	307	30%
<b>Vazio</b>	1229	1600	500	249	20%

Fonte: OMEL. Tratamento dos dados públicos disponíveis em [www.omel.es](http://www.omel.es) pela AdC.

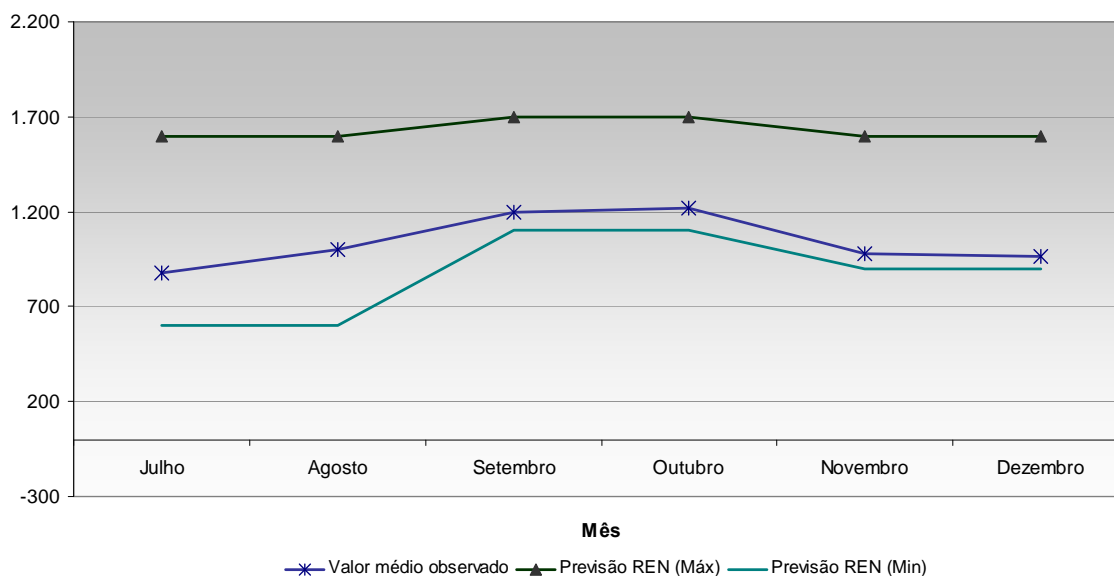
275. Da leitura dos valores constantes da tabela *supra* resulta que o comportamento da capacidade de interligação no sentido Espanha-Portugal registou um elevado desvio padrão, chegando em determinados períodos, por razões técnicas do lado Espanhol, a atingir um valor de zero, o que mais uma vez vem comprovar a elevada volatilidade desta variável.

<sup>61</sup> “While “transfer capabilities” between one system and another are often quoted, it is understood by those who determine them, and those who use them, that these capabilities are approximations for a specific set of conditions and not firm values that apply at all times. Therefore, a published “transfer capability” should be regarded more as a typical or average value. The actual capability at any moment may be considerably higher or considerably lower.” North American Electric Reliability Council 1989 Reliability Assessment, September 1989, p. 41.

<sup>62</sup> Esta definição para horas de vazio e fora de vazio não corresponde à definição regulamentar, contudo, é adoptada pela AdC no contexto desta análise por se verificar uma clara separação estrutural em termos de congestionamentos e preços nos períodos ora definidos.

276. Neste sentido, e constatada a volatilidade do comportamento da capacidade de interligação, verifica-se pouca assertividade nas previsões relativas a esta variável, tal como resulta evidente da figura *infra*, em que se apresentam as estimativas da REN<sup>63</sup> para a capacidade de interligação no sentido Espanha-Portugal para o ano de 2007, apresentadas no seu relatório de Dezembro de 2006, comparando-as com a capacidade média efectivamente verificada em cada mês.<sup>64</sup>

**Gráfico 4: Valor médio observado da Capacidade Interligação vs Previsões REN – Fora de vazio – no 1º sem. MIBEL (Jul. a Dez. 2007)**

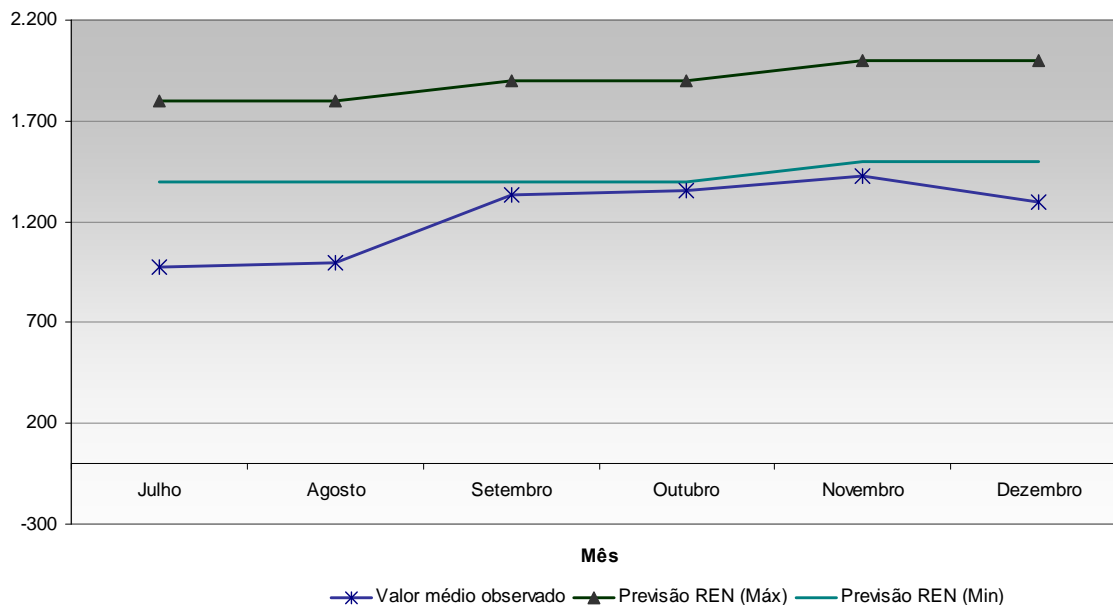


**Fonte:** OMEL e REN. Tratamento dos dados públicos disponíveis em [www.omel.es](http://www.omel.es) e [www.ren.pt](http://www.ren.pt) pela AdC.

<sup>63</sup> Vide "Capacidade indicativa de interligação para fins comerciais para 2007 - Relatório Técnico", disponível em [www.ren.pt](http://www.ren.pt).

<sup>64</sup> Calculadas a partir de informações recolhidas em [www.omel.es](http://www.omel.es) pela AdC.

**Gráfico 5: Valor médio observado da Capacidade Interligação vs Previsões REN –Vazio – no 1º sem. MIBEL (Jul. a Dez. 2007)**



Fonte: OMEL e REN. Tratamento dos dados públicos disponíveis em [www.omel.es](http://www.omel.es) e [www.ren.pt](http://www.ren.pt) pela AdC.

277. Da leitura destes gráficos é possível concluir que os valores para a capacidade de interligação no segundo semestre de 2007 foram inferiores às previsões apresentadas pela REN no final de 2006. De facto, os valores efectivos estiveram constantemente abaixo do limite mínimo previsto pela REN em situações de menor consumo (vazio), colando-se ao limite mínimo nos períodos de maior consumo (fora de vazio).

278. Outro factor a contribuir para a redução no valor da capacidade de interligação em determinados períodos são as indisponibilidades resultantes do reforço da capacidade das linhas de inter-conexão. Refiram-se, a este respeito, as indisponibilidades previstas pela REN para 2008.

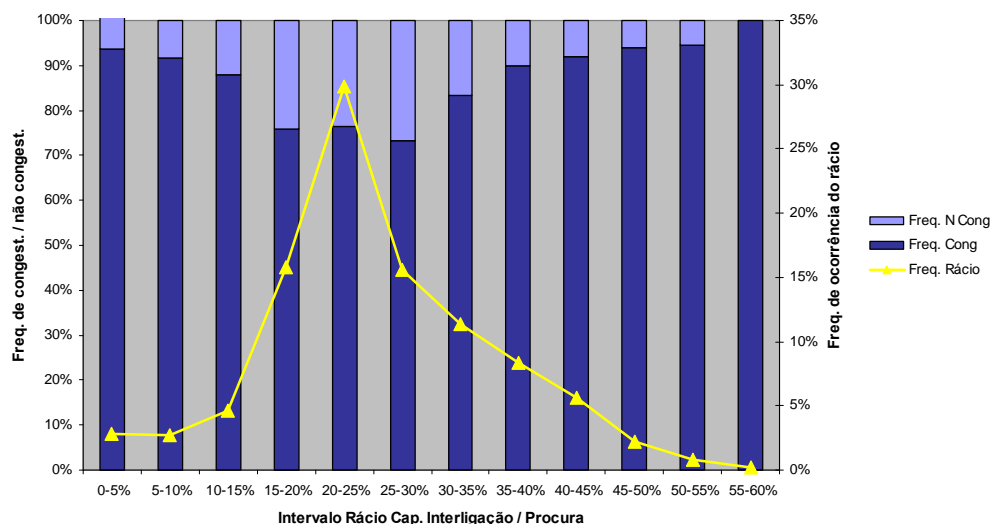
**Tabela 7: Programa de indisponibilidades previstas para 2008 com influência na capacidade de interligação**

Linha	Tensão [kV]	Período considerado
Palmela - Sines 3	400	Mar e Abr
Alto Lindoso - Riba d'Ave 2	400	Mar, Abr e Mai
Chantada - Castrelo	220	Mai
Almaraz - J.M. Oriol	400	Mai
Aranuelo - J.M. Oriol	400	Mai
Picote - Mogadouro	220	Ago e Set
Almaraz - Bienvenida	400	Ago e Set

Fonte: REN<sup>65</sup>, informação disponível em [www.ren.pt](http://www.ren.pt).

279. Acresce que, mesmo que se verifique um valor elevado do rácio capacidade de importação/procura, ainda assim, a maior penetração das importações poderá ser insuficiente para evitar congestionamentos no sentido Espanha-Portugal, tal como se poderá verificar no contexto da análise *infra*.

**Gráfico 6: Frequência da ocorrência de Congestionamento em função do rácio Capacidade Importação/Procura (MD)**



Fonte: OMEL. Tratamento dos dados públicos disponíveis em [www.omel.es](http://www.omel.es).

<sup>65</sup> Vide "Capacidade indicativa de interligação para fins comerciais para 2007 - Relatório Técnico", disponível em [www.ren.pt](http://www.ren.pt).

280. O Gráfico 6 ilustra, no eixo à esquerda, a frequência com que ocorreram congestionamentos para diferentes intervalos do rácio capacidade de importação / procura. No eixo à direita, encontra-se a frequência com que se verificou cada um destes intervalos, no primeiro semestre do MIBEL.
281. De acordo com o gráfico *supra*, qualquer que seja o intervalo para o rácio de capacidade importação / procura considerado, a frequência com que se registaram congestionamentos, no primeiro semestre do MIBEL, foi sempre superior a 70%,
282. Resulta ainda, do gráfico *supra*, que aumentos no rácio não se traduzem, necessariamente, em reduções de congestionamento. Note-se, por exemplo, que a frequência de congestionamentos para valores do rácio da ordem dos 25-30% – significando que a capacidade de importação permitiria satisfazer entre 25 a 30% da procura total em Portugal – foi inferior à registada em momentos nos quais este assumiu valores superiores. Veja-se, ainda, que quando este rácio registou valores entre 55% e 60%, houve sempre congestionamento (sendo que, no entanto, a frequência com que se registaram rácios desta ordem foi muito reduzida).
283. Assim, não se verificando uma correspondência entre o rácio de capacidade de importação / procura e a ocorrência de congestionamentos, a principal razão para a ocorrência sistemática de congestionamentos terá de ser a diferença de portefólios de produção entre Portugal e Espanha.

### **Portugal e Espanha registam estruturas de oferta distintas em termos de tecnologias de produção e níveis de concentração**

284. A elevada importância em Portugal da produção hidroelétrica conduz a uma forte dependência das trocas comerciais de energia eléctrica com o sistema Espanhol, resultante da elevada irregularidade, quer anual, quer sazonal, dos regimes hidrológicos. Em períodos de seca, esta dependência traduz-se em maiores níveis de importação a partir de Espanha. Por seu lado, Espanha apresenta um portefólio onde a produção hidroelétrica tem um menor peso, sendo uma parte importante da energia eléctrica de origem nuclear.<sup>66</sup>

---

<sup>66</sup> Vide Decisão da Comissão Europeia M.3440 EDP/ENI/GDP, de 9/12/2004.

285. Verifica-se também que, em Espanha, a produção que ocupa os lugares de carga base na ordem de mérito, a energia de proveniência nuclear, é mais barata que a produção que ocupa essa mesma posição em Portugal, o carvão.
286. Para além disso, o período analisado foi marcado pela indisponibilidade programada de centrais a carvão, aquelas que em Portugal apresentam os custos marginais mais baixos no âmbito da PRO, o que contribuiu para o agravamento das diferenças de preços nos dois países. Porém, e conforme se verifica no Plano de Manutenção Programada das Centrais para 2008<sup>67</sup>, ocorrerão igualmente paragens prolongadas na central a carvão de Sines, persistindo, nessa medida, as condições para a separação de mercados que se verificaram no 2º semestre de 2007.
287. Por outro lado, verifica-se, em Portugal, uma maior necessidade de recorrer a centrais que ocupam os últimos lugares da ordem de mérito, especialmente em períodos de maior seca. Tal contribui para que ocorra um maior diferencial de preços entre Portugal e Espanha.
288. As tabelas que se seguem ilustram a heterogeneidade entre Portugal e Espanha em termos das tecnologias que marcam o preço médio de licitação, nas horas de separação de mercados.<sup>68</sup>

**Tabela 8: Tecnologias que marcam o preço e respectivo preço médio de licitação nas horas de separação de mercados e vazio, no 1º sem. MIBEL (Jul. a Dez. 2007)**

	Frequência		Preço em cent. €/KWh					
	PT	ESP	Média		Máximo		Mínimo	
	PT	ESP	PT	ESP	PT	ESP	PT	ESP
<b>Térmica</b>	10,31%	40,42%	5,45	2,96	8,64	5,00	2,51	1,01
<b>-Carvão+nuclear</b>	6,36%	40,42%	3,78	2,96	4,89	5,00	2,51	1,01
<b>- Fuel</b>	3,95%	0,00%	8,13	-	8,64	-	7,99	-
<b>Hídrica</b>	13,82%	6,94%	4,72	4,02	7,53	8,00	2,81	1,31
<b>Ciclo Combinado</b>	76,46%	49,63%	4,14	3,11	6,48	7,64	3,55	1,87

Fonte: OMEL. Tratamento dos dados públicos disponíveis em [www.omel.es](http://www.omel.es).

<sup>67</sup> Disponível em [www.ren.pt](http://www.ren.pt).

<sup>68</sup> Estas tabelas foram construídas com base em informação pública recolhida no site do OMEL. Este classifica como térmica as tecnologias nuclear, de carvão e fuel. Nos nossos cálculos, distinguimos a tecnologia fuel das restantes assumindo que ofertas casadas a preços superiores a 5,5 cent. €/KWh constituem ofertas de tecnologias a fuel.

**Tabela 9: Tecnologias que marcam o preço e respectivo preço médio de licitação nas horas de separação de mercados e fora de vazio, no 1º sem. MIBEL (Jul. a Dez. 2007)**

	Frequência		Preço em cent. €/KWh					
			Média		Máximo		Mínimo	
	PT	ESP	PT	ESP	PT	ESP	PT	ESP
<b>Térmica</b>	22,52%	17,23%	8,07	3,52	12,00	8,00	2,90	2,31
- Carvão+nuclear	1,05%	17,18%	4,13	3,51	5,49	5,50	2,90	2,31
- Fuel	21,47%	0,05%	8,26	8,00	12,00	8,00	6,85	8,00
<b>Hídrica</b>	55,70%	17,41%	5,52	5,28	11,75	8,01	3,01	2,41
<b>Ciclo Combinado</b>	23,15%	49,54%	4,25	4,46	6,30	9,84	3,55	2,44

Fonte: OMEL. Tratamento dos dados públicos disponíveis em [www.omel.es](http://www.omel.es).

289. Tal como se pode verificar nas tabelas *supra*, em vazio, a tecnologia térmica a carvão (e nuclear, no caso Espanhol), aquela que regista o preço médio mais baixo, marcou o preço em Espanha muito mais frequentemente que em Portugal (40,4% em Espanha versus 6,4% em Portugal), no decurso do primeiro semestre do MIBEL.

290. Acresce que a produção térmica a fuel, a tecnologia que regista o preço médio mais elevado em Portugal, marcou o preço com uma frequência de 3,95% em vazio, não tendo, no entanto, sido necessária a sua utilização em Espanha, no mesmo período de vazio.

291. Relativamente à determinação dos preços médios de licitação fora de vazio, em Portugal, o ciclo combinado marcou muito menos frequentemente o preço de licitação do que em Espanha (23,2% em Portugal versus 49,5% em Espanha), tendo em contrapartida a hídrica, mais cara, marcado o preço na maioria dessas horas em Portugal (55,7%).

292. Por outro lado, ainda fora de vazio, saliente-se que a frequência com que a produção térmica mais barata marcou o preço em Portugal (1,1%) foi muito inferior à que se registou em Espanha (17,2%). Já a tecnologia térmica a fuelóleo, aquela que regista um preço médio mais elevado, marcou o preço em 21,5% das horas em Portugal contra apenas 0,05% em Espanha.

293. Afirma a Notificante que esta diferença estrutural de produção de electricidade será corrigida após a concretização dos projectos de construção dos oito grupos geradores de ciclo combinado a gás natural (CCGT) previstos para Portugal, que permitirão uma maior homogeneidade no portefólio de centrais entre Portugal e Espanha.
294. No entanto, o momento em que estes projectos se vão concretizar permanece ainda incerto, sendo mesmo incerto se todos se acabarão por efectivar.
295. Com efeito, a Notificante tem prevista a entrada em funcionamento de dois novos centros produtores em 2009, sendo que [CONFIDENCIAL], conforme informação fornecida pela Notificante, se prevê a eventual entrada em funcionamento de outros dois centros produtores concorrentes. Estes prazos são contudo sujeitos a alguma incerteza, como pode ser comprovado pelos atrasos verificados na entrada em funcionamento de centrais semelhantes em Espanha, onde os atrasos chegaram a superar os 2 anos.<sup>69</sup>
296. Nestes termos, não parece assim provável que no horizonte dos próximos três anos a cinco anos se verifique uma homogeneização dos portefólios de produção que permita reduzir drasticamente os períodos de congestionamento entre os dois países.
297. Para além da estrutura dos portefólios de produção ser bastante diferente em Portugal e Espanha, verifica-se, ainda, que os níveis de concentração associados às estruturas de mercado destes dois países são bastante díspares.
298. Segundo um estudo realizado pela *London Economics*<sup>70</sup> para a Comissão Europeia no âmbito do inquérito ao sector da energia, o Índice de Herfindahl-Hirschman (IHH)<sup>71</sup> em Espanha

<sup>69</sup> "Octavo informe semestral de seguimiento de las infraestructuras referidas en el informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural y su cobertura", CNE, Maio de 2007.

<sup>70</sup> Vide "Electricity study report submitted by London Economics, in association with Global Energy Decisions", disponível em <http://ec.europa.eu/comm/competition/sectors/energy/inquiry/index.html>.

<sup>71</sup> IHH é o Índice de Herfindahl-Hirschman, calculado como a soma dos quadrados das quotas das empresas a operar no mercado relevante, assim traduzindo o grau de concentração nesse mercado, e variando entre 0 e 10.000. A Comissão Europeia aplica frequentemente o Índice Herfindahl-Hirschmann (IHH) para conhecer o nível de concentração global existente num mercado – neste sentido vão as mais recentes "Orientações para a apreciação de concentrações horizontais nos termos do regulamento do Conselho relativo ao controlo das concentrações", JO C 31, de 5.02.2004.

assumiu, em 2005, um valor médio de 1.945 – 2.293<sup>72</sup>, sendo que, em Portugal, este índice apresentou um valor de [4000-5000] (vide Decisão Enernova III)<sup>73</sup>.

299. Já em 2006, em Portugal, o IHH foi de [4000-5000].<sup>74</sup> Em Espanha, nos anos de 2006/7, o IHH deverá ser inferior ao calculado em 2005 em resultado da entrada em funcionamento de centrais de ciclo combinado fora do âmbito dos dois principais operadores do mercado<sup>75</sup>. Em termos prospectivos, deverá ainda considerar-se o acordo celebrado entre Enel, Acciona e E.ON na sequência da operação de concentração M.4685 ENEL/ACCIONA/ENDESA<sup>76</sup>, que prevê, em Espanha, a venda de alguns activos de produção da Endesa à E.ON, reduzindo dessa forma a quota de mercado do principal produtor no mercado Espanhol e os índices de concentração no mercado. Este acordo implicará, ainda, a entrada de um novo operador relevante no mercado Espanhol.

300. Esta diferença no valor do IHH traduz-se num ambiente mais concorrencial no mercado grossista de energia eléctrica em Espanha do que em Portugal. Na realidade, em Espanha existem, não um, mas dois grandes operadores (Iberdrola e Endesa), para além de outros operadores mais pequenos, o que intensifica a concorrência, dando origem a preços mais baixos em Espanha do que em Portugal.

301. Assim, atentas as limitações e a volatilidade da capacidade de interligação, as diferenças nas estruturas de portefólios de produção e a diferença nos níveis de concentração associadas à estrutura de mercado, que se traduzem, no seu conjunto, em elevados períodos de congestionamento a que se associam níveis de preços distintos para os dois países, a Autoridade da Concorrência entende inadequada a delimitação ibérica do mercado da produção eléctrica proposta pela Notificante.

### **A separação de mercados em zonas de preço tem correspondência na delimitação do mercado geográfico relevante**

---

<sup>72</sup> O IHH foi calculado para vários cenários considerando diferentes pressupostos quanto à capacidade disponível e à utilização da capacidade de importação pelos diferentes operadores. Os valores extremos do intervalo correspondem, respectivamente, a um cenário em que a capacidade de interligação é distribuída equitativamente por todos os operadores e a um cenário em que esta é atribuída ao maior operador de mercado.

<sup>73</sup> O IHH no processo Enernova III foi calculado usando diferentes hipóteses daquelas utilizadas no estudo da London Economics, não sendo por isso directamente comparável. A referência comparativa serve apenas para ilustrar a disparidade dos níveis de concentração em Portugal e Espanha.

<sup>74</sup> Vide Capítulo VI – Avaliação Jusconcorrencial.

<sup>75</sup> Vide “Octavo informe semestral de seguimiento de las infraestructuras referidas en el informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural y su cobertura”, CNE, Maio de 2007.

302. A Comissão Europeia retirou estas mesmas conclusões num caso semelhante, e aliás, relativo a mercados mais integrados, no contexto da operação de concentração Vattenfall / Elsam e E2 Assets.<sup>77</sup>

303. Refira-se que esta operação ocorreu no *Nordpool*, mercado de produção de energia eléctrica semelhante ao MIBEL, que junta a Suécia, Finlândia, Dinamarca e Noruega, e cujo mecanismo de gestão de congestionamentos é também o modelo de separação de mercados.

304. Na análise efectuada pela Comissão foi considerada como elevada, uma percentagem de congestionamentos na casa dos 41% anuais entre algumas zonas dos países participantes do Nordpool, sendo que a percentagem análoga no caso ora em apreço é muito superior, da ordem dos 80% no primeiro semestre do MIBEL.

305. Em relação aos preços, a diferença média observada entre Portugal e Espanha foi também bastante superior à registada entre as diferentes zonas da *Nordpool* (diferença Portugal – Espanha no primeiro semestre do MIBEL: 23,4%; diferença Suécia – Dinamarca Oeste: 2,5%; diferença Suécia – Dinamarca Este: 1%).

306. A propósito da definição do mercado geográfico no caso do *Nordpool*, a Comissão Europeia referiu que:

*“31. A estrutura dos mercados de electricidade permite uma resposta precisa a esta questão. Por exemplo, se os produtores situados na Dinamarca Oeste, decidissem aumentar os preços acima do preço de sistema no Nordpool, para tanto formulando ofertas de preço superiores no mercado, então a procura dos consumidores na Dinamarca Oeste seria automaticamente afectada – dada a forma como é definido o mecanismo de gestão de congestionamentos – à produção originária de outra região, desde que existisse suficiente capacidade de interligação disponível. Por outro lado, se a interligação estivesse saturada, a satisfação da procura dos consumidores não poderia ser afectada à produção originária de outras áreas, não restando alternativa aos consumidores senão pagar o preço mais alto. Por outras palavras, o teste SSNIP conduzirá a respostas distintas em diferentes horas. Apontará para uma definição geográfica mais estreita nas horas em que existe congestionamento e para um mercado geográfico mais vasto nas horas em que não existe congestionamento. (...)”*

<sup>76</sup> Vide Decisão da Comissão Europeia M.4685 ENEL/ACCIONA/ENDESA, de 05/07/2007.

<sup>77</sup> Vide Decisão da Comissão Europeia M.3867 VATENFALL / ELSAM and E2 Assets, de 22/12/2005.

*“32. Uma conclusão potencial a extrair desta lógica seria definir diferentes mercados geográficos, um para cada configuração dos padrões de congestionamento entre países. Cada um destes diferentes mercados geográficos representaria uma percentagem das horas do ano. Outra conclusão potencial poderia ser definir os mercados de forma estreita de modo que cada zona de preço constituiria um mercado distinto. Os produtores em outras regiões poderiam ser entendidos como fontes de substituibilidade do lado da oferta e a sua quota de mercado potencial calculada na base da capacidade de interligação disponível.”*

307. Neste contexto, a Autoridade da Concorrência entende que a dimensão geográfica do mercado de produto definido para efeitos da presente operação de concentração, i.e., o mercado da produção de energia eléctrica, é nacional, pelo menos nas horas em que existe congestionamento (que representaram, nos primeiros meses de funcionamento do MIBEL, 80% das horas).
308. Nas horas em que não existe congestionamento, e que foram apenas 20% das horas de funcionamento do primeiro semestre do MIBEL, a dimensão geográfica da produção eléctrica poderia ser ibérica. Nestes termos, poder-se-ia optar por uma segmentação mais fina do mercado de produção de energia eléctrica, autonomizando o mercado nas horas em que não se esgota a capacidade de interligação Espanha-Portugal.
309. Contudo, optando-se por uma delimitação ibérica para o mercado da produção eléctrica nas horas em que não existe congestionamento, a avaliação jus-concorrencial não resultaria distinta, uma vez que a posição da Notificante, nesse contexto geográfico, não ultrapassa os [10-20]% em capacidade de produção e os [10-20]% em energia anual produzida, e as quotas da adquirida não ultrapassam os [0-10]% em capacidade de produção e [0-10]% em energia anual produzida<sup>78</sup>.
310. Em face dos dados de quota apurados afasta-se, nessa medida, a presunção que, em resultado da presente operação de concentração, a Notificante reforçasse ou criasse um posição dominante no contexto mais lato do mercado ibérico.
311. Ora, não se vislumbrando preocupações jusconcorrenciais com a operação de concentração caso se optasse pela delimitação ibérica do mercado nas horas em que não se registou congestionamento, a Autoridade da Concorrência deixa em aberto a possibilidade de, na

ausência de congestionamentos na interligação, o mercado da produção de energia eléctrica adquirir uma dimensão ibérica.

312. Realce-se, contudo, a capacidade da EDP em determinar a exacta dimensão geográfica do mercado em que está a operar numa determinada hora. Essa faculdade decorre do facto de a EDP ter uma grande percentagem da produção eléctrica em Portugal Continental, tal como se verá adiante no Capítulo VI – Avaliação Jus-concorrencial, e da capacidade de interligação ser limitada, podendo, assim, aquela empresa adoptar um comportamento estratégico do qual resultem congestionamentos, reduzindo o mercado para uma dimensão nacional.

313. Assim, para efeitos da avaliação jus-concorrencial, e dada a faculdade da Notificante de influenciar a exacta dimensão do mercado em cada hora, a avaliação jus-concorrencial deverá incidir sobre o impacto da operação de concentração na posição ocupada pela EDP no mercado da produção de energia eléctrica em Portugal Continental.

#### **5.2.2.2. Mercado de serviços de ajuste de sistema**

314. O mercado de serviços de ajuste de sistema toma lugar após o encerramento dos mercados organizados, sendo gerido pelo operador de sistema nacional. Na gestão dos ajustes, o operador de sistema apenas pode recorrer às centrais localizadas em território nacional, não podendo alterar a transmissão de energia entre sistemas diferentes, no caso com o vizinho Espanhol.

315. Assim, se, por exemplo, for necessário aumentar a produção de energia eléctrica, o gestor de sistema não pode importar mais energia dado que essas transacções se encontram já encerradas, tendo de chamar a produzir as centrais nacionais que tenham realizado as melhores ofertas de preço para a prestação desse serviço. Se por outro lado, ocorrer um excesso de produção, o operador de sistema não pode exportar essa energia, pode apenas solicitar que uma central nacional reduza a produção contratualizada nos mercados diário e intra-diários, de acordo com os serviços que com esta tenha contratualizado.

316. Este facto é comprovado pelas quotas de mercado nos diversos mercados de serviços de ajuste de sistema, onde apenas participam a EDP, a Ren Trading e a EDIA, conforme verificável no Capítulo VI – Avaliação Jus-concorrencial.

---

<sup>78</sup> No cálculo da posição da Notificante no contexto ibérico considerou-se o regime PRE e PRO na Península Ibérica em 2006, conforme informação coligida em [www.ren.pt](http://www.ren.pt) e [www.ree.es](http://www.ree.es) e a informação constante da

317. Desta forma, a Autoridade da Concorrência considera que o *mercado de serviços de ajuste de sistema* terá um âmbito restrito a Portugal Continental.

### **5.2.3. Conclusão do Mercado Relevante**

318. Face ao exposto, a Autoridade da Concorrência considera que os mercados relevantes, para efeitos da presente operação de concentração, correspondem ao mercado da produção de energia eléctrica em Portugal Continental e ao mercado de serviços de ajuste de sistema em Portugal Continental.

## **5.3. Mercado relacionado**

### **5.3.1. Mercado relacionado da comercialização de energia eléctrica ao cliente final**

#### **5.3.1.1. Da delimitação do mercado de produto**

319. O grupo EDP, como empresa verticalmente integrada, actua em simultâneo no estágio da produção de electricidade, bem como na sua comercialização a clientes finais. Como previamente referido, a EDP Serviço Universal constitui o Comercializador de Último Recurso. Por seu lado, a EDP Comercial desenvolve a actividade de comercialização em regime livre no âmbito do grupo EDP. A EDIA não se encontra activa no estágio da comercialização. Porém, na medida que os estágios da produção e da comercialização estão intrinsecamente ligados, sendo afectado o mercado da produção de energia eléctrica, poderão existir implicações ao nível da comercialização de energia eléctrica que carecem de ser analisadas.

320. A Autoridade da Concorrência, corroborando o entendimento da Comissão Europeia<sup>79</sup>, expresso em decisões anteriores, considera que o mercado de comercialização de energia eléctrica ao cliente final deverá englobar todos os consumidores elegíveis, independentemente de estes serem fornecidos pelo comercializador de último recurso ou por comercializadores, e que aquele deverá ser segmentado num mercado dos consumidores industriais de Muito Alta, Alta e Média Tensão e num mercado dos consumidores de Baixa Tensão (pequenas actividades industriais, comércio e serviços e consumidores domésticos).

---

Notificação. *Cfr.* Nota de rodapé n.º 43.

<sup>79</sup> *Vide* Decisão da Comissão Europeia M.3440 – EDP/ENI/GDP, de 9/12/2004.

321. Esta posição está de acordo com o Regulamento de Relações Comerciais<sup>80</sup> publicado pela ERSE, onde se dispõe que todos os consumidores elegíveis podem escolher livremente o respectivo comercializador, não enfrentam custos de mudança e, uma vez sendo fornecidos por comercializadores em regime livre podem regressar ao comercializador de último recurso. Nessa medida, as tarifas reguladas pela ERSE, praticadas pelo comercializador de último recurso, concorrem com as ofertas de preço da energia, mais custos de acesso às redes, dos comercializadores.
322. Por outro lado, a investigação que a Comissão Europeia conduziu aos mercados portugueses de energia eléctrica – no caso EDP/ENI/GDP já citado –, concluiu que os consumidores industriais ligados em Muito Alta, Alta e Média Tensão distinguem-se dos restantes consumidores quanto aos respectivos perfis de consumo, tarifação e contagem da energia. Aqueles consumidores são também mais sensíveis ao preço na decisão de escolha do fornecedor. As empresas comercializadoras em regime livre tendem a tratar estes clientes com base em contas individuais de cliente, oferecendo serviços adicionais, como auditorias energéticas com fim de otimizar a facturação de energia dos respectivos clientes.
323. Pelo contrário, os consumidores de energia eléctrica em Baixa Tensão têm menores consumos, a sua factura energética tem um menor peso nos respectivos custos totais e são menos sensíveis aos preços, logo menos propensos a mudanças de comercializador. A abordagem a este tipo de clientes tende a ser baseada em campanhas de marketing massificadas, onde o tratamento personalizado é menos relevante.
324. Em conclusão, e para efeitos da presente operação de concentração, a comercialização de energia eléctrica ao cliente final compreende todos os consumidores elegíveis, subdividindo-se em dois mercados de produto relevante: o mercado relevante dos consumidores de Muito Alta, Alta e Média Tensão e o mercado relevante dos consumidores de Baixa Tensão.

#### 5.3.1.2. Da dimensão geográfica

325. Em decisão anterior da Comissão Europeia<sup>81</sup>, o mercado de comercialização de electricidade em Portugal foi considerado como sendo o território nacional continental.

---

<sup>80</sup> Disponível em [www.erse.pt](http://www.erse.pt).

<sup>81</sup> Vide Decisão da Comissão Europeia M.3440 – EDP/ENI/GDP, de 9/12/2004.

326. De facto, as condições para a concorrência na comercialização retalhista de electricidade são, e continuarão a ser, substancialmente diferentes entre Portugal e Espanha nos fornecimentos de electricidade em todos os níveis de tensão.
327. Concorrem para as diferenças na estrutura concorrencial na comercialização de energia eléctrica entre os dois países, por um lado, diferenças de índole regulatória e, por outro lado, diferenças na estrutura da oferta.
328. No que respeita às questões de regulação, apesar dos esforços de harmonização no âmbito da concretização do MIBEL persistem diferenças importantes no que toca às condições de regulação tarifária entre os dois países. A Notificante identifica a existência um plano de convergência tarifária entre os sistemas eléctricos ibéricos. Não obstante, verifica-se que Espanha anunciou a antecipação do fim dos tarifas para clientes industriais já em 2008 e domésticos em 2011, enquanto que Portugal está ainda a estudar um calendário para a eliminação progressiva das tarifas reguladas.
329. As tarifas reguladas têm uma importância elevada no desempenho do mercado de comercialização. Como refere a Notificante, a concorrência na comercialização livre em Portugal não tem aumentado devido à inexistência de comercializadores alternativos para os clientes de Baixa Tensão. Por outro lado, a manutenção de tarifas restringe a atractividade da comercialização, como refere a Notificante, “nos segmentos subsidiados”.
330. No que respeita às diferenças de estrutura de oferta, verifica-se que, dada a importância que a comercialização à tarifa regulada adquire, em cada país tendem a preponderar na estrutura de fornecimentos a clientes finais os operadores incumbentes.
331. Tal é confirmado pelos reguladores do sector eléctrico de ambos os países (ERSE e CNE) na análise dos mercados de comercialização ao cliente final, onde reportam em Portugal a EDP como único agente com o estatuto de “operador dominante”<sup>82</sup>, enquanto que em Espanha três empresas foram qualificadas com o mesmo estatuto (Iberdrola, Endesa e Union Fenosa)<sup>83</sup>.

<sup>82</sup> Segundo a ERSE e CNE, para cada mercado separado pelo mecanismo de *Market Splitting*, serão considerados operadores dominantes na comercialização de energia eléctrica as entidades empresariais ou grupos económicos que apresentem quotas de mercado que superem 20% (vinte por cento) do valor global dos fornecimentos de energia eléctrica em Portugal continental.

<sup>83</sup> Em Espanha, o estatuto de operador dominante na comercialização de energia eléctrica é atribuído às entidades que assegurem mais de 10% (dez por cento) do valor global dos fornecimentos de energia eléctrica no espaço físico peninsular de Espanha.

332. Desta forma, e para efeitos da presente operação de concentração, a Autoridade da Concorrência considera que os mercados de comercialização de energia eléctrica ao cliente final em (i) Muito Alta, Alta e Média Tensão e em (ii) Baixa Tensão terão um âmbito restrito ao território nacional continental.

## VI – AVALIAÇÃO JUS-CONCORRENCIAL

### 6.1. Mercado Relevante da produção de energia eléctrica em Portugal Continental

#### 6.1.1. Estrutura da Oferta

333. A estrutura da oferta da produção de energia eléctrica em Portugal Continental, em 2006, encontra-se ilustrada na Tabela seguinte (Potência Instalada e Produção):

**Tabela 10: Estrutura da oferta no mercado da produção de energia eléctrica em Portugal Continental (2006)**

	Cenário Pré-Concentração				Cenário Pós-Concentração	
	Capacidade Instalada (MW)	Quota (%)	Produção (GWh)	Quota (%)	Quota (%)	Quota (%)
<b>EDP (Total)</b>	<b>[9.000-10.000]</b>	<b>[60-70]</b>	<b>[20.000-30.000]</b>	<b>[50-60]</b>	<b>[60-70]</b>	<b>[50-60]</b>
<b>PRE</b>	[400-500]	[0-10]	[1.000-2.000]	[0-10]		
<b>PRO</b>	[8.000-9.000]	[50-60]	[20.000-30.000]	[50-60]		
Tejo Energia (PRO)	<b>[500-600]</b>	<b>[0-10]</b>	<b>[4.000-5.000]</b>	<b>[0-10]</b>	<b>[0-10]</b>	<b>[0-10]</b>
Turbogás (PRO)	<b>[900-1.000]</b>	<b>[0-10]</b>	<b>[4.000-5.000]</b>	<b>[0-10]</b>	<b>[0-10]</b>	<b>[0-10]</b>
EDIA	<b>[200-300]</b>	<b>[0-10]</b>	<b>[100-200]</b>	<b>[0-10]</b>		
PRO	[200-300]	[0-10]	[100-200]	[0-10]		
PRE	[10-20]	[0-10]	[0-10]	[0-10]		
Pebble Hydro	<b>[80-90]</b>	<b>[0-10]</b>	<b>[200-300]</b>	<b>[0-10]</b>	<b>[0-10]</b>	<b>[0-10]</b>
Outras (PRE)	<b>[2.000-3.000]</b>	<b>[10-20]</b>	<b>[7.000-8.000]</b>	<b>[10-20]</b>	<b>[10-20]</b>	<b>[10-20]</b>
Importação <sup>a) b)</sup>	<b>[1.000-2.000]</b>	<b>[0-10]</b>	<b>[5.000-6.000]</b>	<b>[10-20]</b>	<b>[0-10]</b>	<b>[10-20]</b>
<b>Total</b>	<b>[14.000-15.000]</b>	<b>100,0</b>	<b>[40.000-50.000]</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.

IHH <sup>c)</sup>		[4.000-5.000]		[3.000-4.000]	[4.000-5.000]	[3.000-4.000]
-------------------	--	---------------	--	---------------	---------------	---------------

Fonte: Notificação; REN, dados públicos disponíveis em [www.edp.pt](http://www.edp.pt).

**Notas:**

- a) Conforme os valores reportados pela EDP na página 88 da Notificação.
- b) O valor reportado na coluna de produção refere-se ao valor do Saldo Importador referente a 2006, nas estatísticas mensais, valores acumulados, de Dezembro de 2006.
- c) O valor do IHH reportado não reflecte o nível de concentração verificado após a operação Ccent. 06/2007 - Eernova / Eólica da Alagoa, e que apenas deverá ser reflectida nos dados relativos ao ano de 2007. Refira-se que a variação do IHH resultante dessa operação de concentração foi de [10-20] em termos de capacidade instalada (MW), e de [0-10] em termos de produção de electricidade (GWh).

334. Em 2006, a quota da Notificante ascende a [60-70]% da capacidade instalada de produção de electricidade e a [50-60]% da energia produzida em território continental, sendo substancialmente superior à observada pelos seus mais directos concorrentes (a Tejo Energia e a Turbogás). A EDIA detém uma quota de mercado de cerca de [0-10]% da capacidade instalada de produção de electricidade e [0-10]% da energia produzida em território continental.

335. A análise da estrutura de mercado pré-operação de concentração, indicia claramente que o grupo EDP, em função da quota que detém no mercado de produção de electricidade em Portugal Continental e da diferença dessa quota face à dos seus mais directos concorrentes, deterá uma posição dominante, ou seja, encontrar-se-á numa posição susceptível de se comportar de forma significativamente independente dos seus concorrentes, fornecedores e, em último caso, do consumidor final.<sup>84</sup> Importa porém confirmar tal indício, matéria que será objecto da análise *infra*.

336. O índice de concentração, em 2006, na produção de energia eléctrica em Portugal Continental, medido pelo IHH, corresponde a [4.000-5.000] (capacidade instalada) e [3.000-4.000] (produção anual), tratando-se, por isso, de um mercado com um elevado nível de concentração. Ora, em resultado da presente operação de concentração, o acréscimo do índice de concentração será de [200-300] (capacidade instalada) e de [30-40] (produção anual)<sup>85</sup>.

<sup>84</sup> Conforme salientado em vários Acórdãos do Tribunal de Justiça das Comunidades (vide, por exemplo Caso 85/76 – Hoffmann-La Roche vs Comissão das Comunidades Europeias, de 13.02.1979).

<sup>85</sup> De acordo com as "Orientações para a apreciação de concentrações horizontais nos termos do regulamento do Conselho relativo ao controlo das concentrações", JO C 31, de 5.02.2004, a Comissão considera serem não susceptíveis de levantar preocupações, em termos de concorrência de tipo horizontal, uma operação cujo nível de concentração pós-operação seja inferior a 2000 com um Delta (variação de nível de concentração antes e após a operação) inferior a 150 pontos.

337. O valor do delta não deve, no entanto, ser interpretado de forma linear, sob pena de subestimar o impacto da operação de concentração. De facto, na leitura a fazer deste valor, importa ter em consideração o carácter específico deste mercado, em que, tal como reconhece a Notificante, poderá não ser tão importante a quota de mercado mas sim a composição do portefólio da empresa, como se demonstrará adiante.

338. Importa notar que, se conjugarmos os efeitos da presente operação de concentração no índice IHH, com aqueles que derivam da operação Ccent. 02/2008 EDP/Pebble Hydro (*vide* ponto 13) – na medida em que ambas as operações ocorrem em simultâneo e afectam o mesmo mercado relevante –, a variação total deste índice será de [200-300] (capacidade instalada) e de [80-90] (produção anual).

#### **6.1.2. O Grupo EDP como indispensável à satisfação da procura de energia eléctrica em Portugal Continental**

339. Contribui ainda e, decisivamente, para o poder de mercado da EDP o facto da energia eléctrica não ser armazenável e a sua procura grossista, no horizonte de curto prazo, ser inelástica.

340. Com efeito, a conjugação destes dois factores determina que o equilíbrio entre consumo e produção de energia eléctrica seja garantido do lado da produção. Sendo assim, dependendo da estrutura da oferta, em determinadas circunstâncias, um produtor pode tornar-se indispensável à garantia do equilíbrio entre procura e produção, necessário ao abastecimento ininterrupto de energia eléctrica.

341. Desse modo, a indispensabilidade de um determinado produtor será uma medida adicional de poder de mercado, podendo ser mensurada a partir de índices específicos de poder de mercado adaptados às características do sector eléctrico, nomeadamente o *Pivotal Supplier Index* (PSI) e o *Residual Supplier Index* (RSI). Estes índices têm sido utilizados pela Comissão Europeia<sup>86</sup> e outras autoridades nacionais de concorrência<sup>87</sup> na análise do mercado de produção de energia eléctrica.

<sup>86</sup> Vide "Report on the Energy Sector Inquiry", Comissão Europeia, Janeiro de 2007.

<sup>87</sup> Vide "Expediente de Concentración Económica C94/05, Gas Natural/Endesa, Tribunal de Defensa de La Competencia", disponível em <http://www.cncompetencia.es/>.

342. O *Pivotal Supplier Index* (PSI) mede a percentagem das horas em que um dado operador é indispensável no mercado (i.e., quando a soma da capacidade de produção disponível de terceiros operadores e importações é insuficiente para satisfazer toda a procura no mercado numa determinada hora).
343. Os cálculos efectuados pela Autoridade da Concorrência sobre este indicador, durante o segundo semestre de 2007, permitem verificar que em [90-100]% das horas a EDP constitui um produtor indispensável à satisfação da procura no mercado diário. Por outras palavras, sem a participação da EDP com as suas centrais, não estariam garantidas as condições necessárias para que o abastecimento de electricidade se processasse de forma ininterrupta. Com a aquisição de Alqueva, no cenário pós-concentração o indicador de indispensabilidade subirá apenas marginalmente, para um valor de [90-100]%.
344. Considerou-se no cálculo deste indicador a procura total no mercado diário e a capacidade comercial de importação efectivamente verificada. No caso da central a carvão do Pego, da Tejo Energia, considerou-se que o grupo 2 dessa central estava indisponível entre 30 de Julho e 11 de Outubro, uma vez que durante esse período este não foi ofertado em mercado, conforme a informação pública das ofertas das centrais disponíveis em [www.omel.es](http://www.omel.es). A capacidade técnica da central de ciclo combinado da Turbogás foi considerada como disponível em todas as horas do segundo semestre, não incorporando dessa forma potenciais paragens de alguns dos grupos dessa central.
345. A central de Alqueva foi modelada como participando em todas as horas de fora de vazio. Esta última hipótese poderá ser considerada irrealista, dado a central de Alqueva tratar-se de uma central de albufeira, que apesar da sua dimensão significativa tem uma capacidade limitada de armazenamento. Porém, uma vez que o que o indicador mede é a capacidade potencial de terceiros agentes se substituírem no que toca à produção da EDP, entende-se que em todas as horas de fora de vazio a central Alqueva gerida pela EDIA possa ser considerada como um elemento de potencial pressão concorrencial.
346. A principal limitação qualitativa do indicador PSI decorre do facto de se tratar de uma medida binária da indispensabilidade de um dado produtor. Assim, deste não se pode concluir se um comportamento estratégico pelo produtor pivotal / indispensável é ou não lucrativo, i.e., se nas circunstâncias em que se torna indispensável este produtor adquire ou não uma posição dominante.

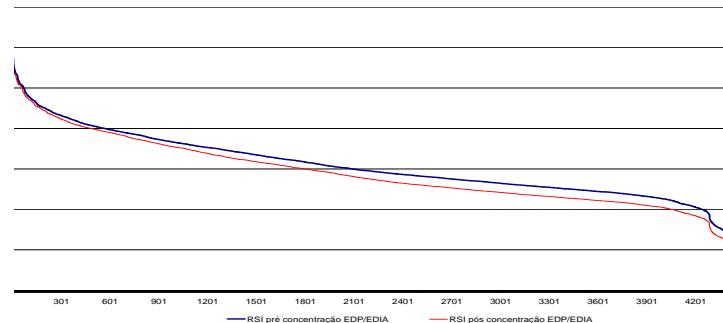
347. Nesse sentido, a leitura da indispensabilidade deve ser complementada pelo indicador *Residual Supplier Index* (RSI)<sup>88</sup>. Este indicador, calculado para um dado agente, computa o rácio entre a capacidade disponível de produção de terceiros agentes e a procura total.
348. Como refere a Comissão Europeia<sup>89</sup>, este indicador fornece uma medida contínua da indispensabilidade e do poder de mercado. Se o valor computado do RSI, numa dada hora, para um determinado agente, for equivalente a 0,75, tal tem como significado que esse agente é indispensável para a satisfação, nesse período horário, de 25% da procura. Quanto mais elevado o valor do rácio, menor a percentagem da procura que o agente, para o qual é calculado o RSI, é indispensável a satisfazer e, nessa medida, menor o seu poder de mercado.
349. Seguindo a mesma metodologia adoptada para o cálculo do PSI (vide parágrafos 344 e 345), determinou-se o RSI para todas as horas do segundo semestre de 2007, considerando, por um lado, a procura do mercado diário e, por outro, a capacidade disponível de operadores concorrentes no segmento PRO e a capacidade comercial de importação efectivamente verificada.
350. Como é possível verificar pela figura *infra*, a EDP detém um RSI inferior a 0,5 em [CONFIDENCIAL]% das horas do período analisado, o que significa que a EDP é indispensável para fornecer mais de 50% da procura em cerca de [CONFIDENCIAL] das horas. Se considerarmos um RSI de 0,75, verificamos que a EDP detém um RSI inferior a este valor em mais de [CONFIDENCIAL] das horas, ou seja, em mais de [CONFIDENCIAL] das horas a EDP é necessária a satisfazer pelo menos 25% da procura no mercado diário.
351. Cumpre notar que, em resultado da aquisição da central hidroeléctrica de Alqueva, o RSI da EDP no cenário pós-concentração origina um acréscimo para [CONFIDENCIAL] das horas em que será indispensável à satisfação de pelo menos 50% da procura no mercado diário e para [CONFIDENCIAL] das horas em que será indispensável à satisfação de pelo menos 25% da procura no mercado diário.

**Gráfico 7: RSI da EDP para o 2º sem. de 2007**

[CONFIDENCIAL]

<sup>88</sup> A aplicação prática do indicador RSI foi desenvolvida pelo *California Independent System Operator*. Como refere o "*Energy Sector Inquiry*", a aplicação do RSI demonstrou uma boa correlação com o índice de *Lerner* (índice de poder de mercado) no mercado da Califórnia no ano de 2000.

<sup>89</sup> Vide "*Report on the Energy Sector Inquiry*", Comissão Europeia, Janeiro de 2007.



**Fonte:** OMEL. Tratamento dos dados públicos disponíveis em [www.omel.es](http://www.omel.es).

352. O acréscimo verificado no indicador RSI pós-concentração, em particular no que concerne à percentagem das horas em que é necessária à satisfação de pelo menos 50% da procura, deriva da hipótese adoptada em relação à central hidroeléctrica de Alqueva, que se considerou como disponível para produzir em todas as horas de fora de vazio.

353. Em suma, reforçando a EDP a sua quota de mercado na produção de energia eléctrica em Portugal Continental com a aquisição da Central Hidroeléctrica de Alqueva, a presente operação de concentração reforça a sua posição enquanto produtor indispensável à satisfação da procura e, dessa forma, o seu poder de mercado.

### **6.1.3. O Grupo EDP como dominante na marcação do preço da produção de energia eléctrica em Portugal Continental**

354. No contexto que se definiu após a extinção dos CAE e a consequente entrada em funcionamento do mercado organizado, a capacidade instalada no mercado da produção de energia eléctrica e as características do seu parque electroprodutor conferem à EDP a capacidade de fixar os preços nos mercados organizados de energia eléctrica, em particular, nas horas em que se registam congestionamentos.

355. No que se segue, demonstra-se a posição de dominância da EDP no mercado da produção de electricidade, por via do controlo que possui das tecnologias de produção de electricidade que, em mercado, marcam o preço grossista com maior frequência.

356. De acordo com as regras de funcionamento do mercado organizado grossista de energia eléctrica, a formação de congestionamentos na utilização da capacidade de importação com

Nota: indicam-se entre parêntesis rectos [...] as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial.

Espanha tem como significado que se esgota a possibilidade de utilizar a importação como forma de satisfazer a procura em Portugal. Para equilibrar a procura e a oferta em Portugal torna-se, então, necessário recorrer a centros electroprodutores situados em Portugal, com um preço ou custo de produção mais elevado que o preço de importação.

357. O desempenho do mercado no segundo semestre de 2007 permite verificar que em mais de 80% das horas, em virtude da ocorrência de congestionamentos, os mercados se separaram em duas zonas de preço. Nessas circunstâncias, e analisando por tecnologia que marcou o preço e por período horário (*vide* Tabela 8 e Tabela 9), é possível verificar que:

- i. em horas de vazio, ocorreram congestionamentos em 92,4% das horas, tendo a tecnologia de Ciclo Combinado marcado o preço em 76,5% das horas com congestionamento, e a tecnologia hídrica em 13,8% das horas;
- ii. em horas de fora de vazio, ocorreram congestionamentos em 74,6% das horas, tendo os preços nas horas em que ocorreram congestionamento sido fixados em 55,7% das horas pela tecnologia hídrica, em 22,5% das horas pela tecnologia térmica a fuel<sup>90</sup> e em 21,5% pela tecnologia de Ciclo Combinado.

358. De acordo com a tabela *infra*, os centros electroprodutores a fuel e hidroeléctricos existentes em Portugal Continental encontram-se, na sua quase totalidade, na esfera de influência da EDP, exceptuando-se apenas o caso da central hidroeléctrica do Alqueva que é objecto da operação de concentração em análise.

**Tabela 11: Estrutura da oferta na capacidade de produção de electricidade em 2007, por tecnologia, em MW.**

MW	Total	EDP	Turbogás	Tejo Energia	EDIA	Pebble Hydro	Outros
<b>Centrais Hidroeléctricas</b>							
Albufeiras	2.403	[2.000-2.500]			260		
Fios de Água	2.179	[2.000-2.500]					
<b>Centrais Termoeléctricas</b>							
Carvão	1.776	[1.000-		584			

<sup>90</sup> Assumindo por defeito que quando a tecnologia térmica marca o preço acima dos 5,5 cent.€/KWh deverá tratar-se de uma central a fuel.

		1.500]					
Fuelóleo	1.476	[1.000-1.500]					
Fuelóleo / Gás natural	236	[200-300]					
Gasóleo	165	[100-200]					
Gás natural	2.166	[1.000-1.500]	990				
<b>Produção em Regime Especial</b>	3.187	[400-500]			10	89,1	2.594
<i>Do qual Mini-hídrica</i>	370	[60-70]			10	89,1	186
<b>Capacidade de Importação a)</b>	1.258						
<b>Total</b>	14.846	[9.000-10.000]	990	584	270	89	2.594
<b>%</b>	100	[60-70]	[0-10]	[0-10]	[0-10]	[0-10]	[10-20]

**Fonte:** Notificação; EDP Relatório e Contas de 2006; REN, Informação Mensal do Sistema Electroprodutor de Dezembro de 2007, disponível em [www.edp.pt](http://www.edp.pt) e [www.ren.pt](http://www.ren.pt), tratamento dos dados pela AdC

a) Conforme os valores reportados pela EDP na página 88 da Notificação.

359. Decorre do exposto que, no contexto Português, a ocorrência de congestionamentos na utilização da capacidade de interconexão com Espanha tem como consequência o acentuar do poder da EDP em fixar os preços no mercado organizado, em particular nas horas fora de vazio, período em que a produção com origem em centrais hidroeléctricas de albufeira é superior.

#### 6.1.4. Ordem de mérito das ofertas de produção de energia eléctrica em mercado

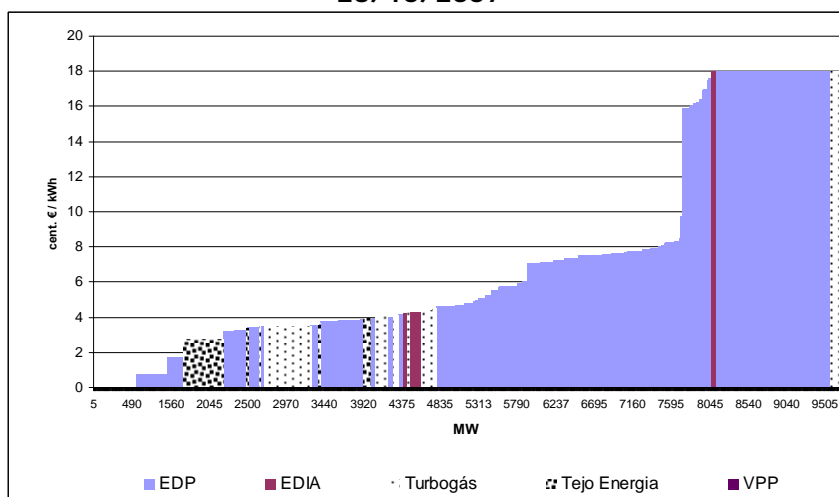
360. A análise do ponto anterior pode ser completada com informação referente à ordem de mérito das ofertas dos diferentes agentes, a operar em Portugal Continental, que concorrem em mercado.

361. Com vista a analisar a ordem de mérito, seleccionou-se a curva de oferta em Portugal, numa dada hora de um dado dia, no caso, a hora 17 do dia 23 de Outubro de 2007. Nessa hora os concorrentes directos da EDP no segmento PRO – a Tejo Energia e Turbogás geridas pela REN Trading e a Central Hidroeléctrica de Alqueva gerida pela EDIA – colocaram em mercado toda a sua capacidade de produção. No caso da central do Alqueva, esta capacidade foi

colocada a preços competitivos em 7 horas do dia, enquanto nas restantes horas a produção foi colocada no preço máximo instrumental de 18 cent. €/kWh.

362. Cumpre notar que, nesse dia, não foram colocados em mercado dois grupos geradores da EDP (um pertencente à central de ciclo combinado termoelétrica do Ribatejo (TER) e outro à central de carvão de Sines), e que nessa hora se verificou um congestionamento na capacidade de interligação. Como resultado, os mercados Português e Espanhol foram separados em duas zonas de preços, sendo o preço fixado em Espanha de 4,23 cent. €/kWh e em Portugal de 4,989 cent. €/kWh. O preço em Portugal foi fixado por uma oferta da EDP respeitante ao centro de produção hidroelétrico Tejo/Mondego.

**Gráfico 8: Curva de oferta das unidades de produção em Portugal às 17 horas do dia 23/10/2007<sup>91</sup>**



Fonte: OMEL. Tratamento da AdC de informação pública disponível em [www.omel.pt](http://www.omel.pt).

363. A partir da leitura da curva de oferta supracitada é possível verificar que a central a carvão da Tejo Energia foi colocada a preços entre 2,72 e 3,92 cent. €/kWh, a central de ciclo combinado a gás natural da Turbogás foi colocada a preços entre 3,5 e 4,472 cent. €/kWh e a central hidroelétrica de Alqueva foi colocada entre 4,25 e 4,28 cent. €/kWh<sup>92</sup>.

364. É possível, assim, verificar que a zona da curva de oferta onde se assiste a maior concorrência corresponde ao nível de preços entre os 2,72 e 4,472 cent. €/kWh, ou seja,

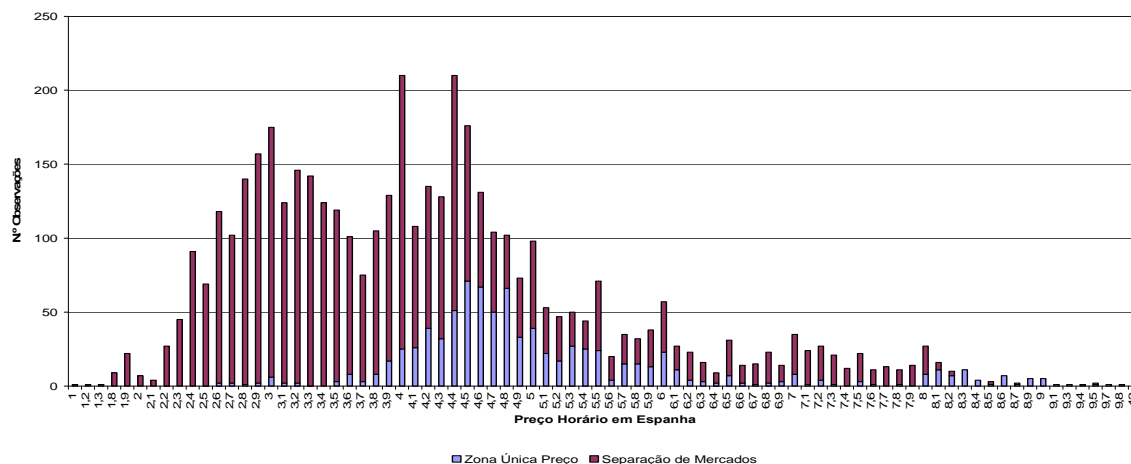
<sup>91</sup> Este gráfico foi construído com base na curva de oferta de produtores nacionais no dia 23 de Outubro de 2007, na hora 17, considerando para as ofertas infra-marginais apenas aquelas que foram casadas.

<sup>92</sup> Uma pequena parte da capacidade de produção da Turbogás e da central de Hidroelétrica de Alqueva foi colocada ao preço máximo instrumental de 18 cent. €/kWh.

corresponde à zona em que são ofertadas as centrais geridas pela REN Trading e a central da EDIA.

365. Para ofertas de quantidade / preço acima de 4,472 cent. €/kWh, a oferta de preço mais elevada da Turbogás, e verificando-se congestionamento, o preço é determinado pela EDP sem qualquer concorrência. Decidissemos a EDP apresentar, em mercado, ofertas de preço mais elevado na zona em que não tem concorrência, produziria o mesmo, dada a rigidez da procura, auferindo, porém, uma remuneração mais elevada. Dito por outras palavras, nessas circunstâncias, do facto de a EDP incrementar os preços, não resulta um desvio das suas vendas para os concorrentes directos, nem uma retracção da procura.
366. Os preços de oferta dos concorrentes da EDP, em Portugal, poderão apresentar alguma variabilidade ao longo do tempo, dada a natural evolução dos preços dos combustíveis e do regime hidrológico, pelo que o preço a partir do qual, existindo congestionamentos, a EDP se apresenta numa situação de monopolista residual poderá variar ao longo do tempo.
367. O que importa reter desta análise é que, verificando-se condições da procura e da oferta em que se esgote a capacidade de importação e a capacidade de produção dos seus directos concorrentes, a EDP, em Portugal Continental, não enfrenta concorrência no que toca à formação do preço na satisfação de unidades adicionais de procura nacional.
368. A análise não ficaria, contudo, completa sem a referência ao posicionamento das importações na ordem de mérito das ofertas em mercado da produção de energia eléctrica em Portugal, o qual depende, naturalmente, do preço que se verifique no mercado Espanhol.
369. Conforme é possível verificar na figura *infra*, quanto menor o preço verificado em Espanha, maior a probabilidade de formação de congestionamentos. De facto, quando o preço em Espanha foi fixado em valores inferiores a 4 cent. €/kWh, registaram-se congestionamentos em 96% das horas. Para preços em Espanha superiores a 4 cent. €/kWh, diminuiu o número de horas com congestionamentos, mantendo-se, no entanto, a predominância de horas de congestionamento. De facto, mesmo para preços de equilíbrio em Espanha superiores a 5 cent. €/kWh, continuam a verificar-se condições propícias à separação de mercados.

**Gráfico 9: Relação entre o nível de congestionamento e o preço verificado no mercado Espanhol no 2º sem. 2007**



Fonte: OMEL. Tratamento da AdC de informação pública disponível em [www.omel.pt](http://www.omel.pt).

### 6.1.5. A importância das centrais hidroeléctricas na formação do preço em Portugal Continental

370. A curva da oferta *supra* analisada refere-se a um período particular no que respeita à disponibilidade dos meios hidroeléctricos, atendendo quer à estação do ano em que se insere, quer à caracterização do regime hidrológico observada.

371. Uma vez que o mercado organizado apenas iniciou funcionamento em 1 de Julho de 2007, não existem elementos suficientes para analisar o modo como a irregularidade sazonal e interanual dos regimes hidrológicos verificada em Portugal influenciará a estrutura das ofertas de preço em mercado. Em todo o caso, é possível afirmar que o posicionamento das centrais hidroeléctricas na ordem de mérito é susceptível de se alterar entre estações do ano e de ano para ano, em função da evolução dos regimes hidrológicos.

372. Conforme se referiu, as centrais hidroeléctricas, nos primeiros seis meses de mercado – Julho a Dezembro de 2007 –, marcaram os preços em 55,7% das horas fora de vazio em que se verificou a separação de mercados. Contudo, em função da maior ou menor disponibilidade de recursos hidroeléctricos, diferentes comportamentos serão observáveis, quer no que respeita aos preços em Portugal, quer à separação do mercado nacional relativamente ao mercado Espanhol.

373. Uma maior abundância de recursos hidroeléctricos traduzir-se-á num maior volume de energia eléctrica colocada em mercado a preços competitivos, diminuindo a utilização da

capacidade de importação. Pelo contrário, a escassez de meios hidroeléctricos conduzirá ao recurso a centrais mais caras – nomeadamente as de fuelóleo e, tudo o resto constante, a uma maior frequência na separação de mercados. A produção hídrica em Portugal tem, deste modo, um papel estratégico no desempenho do mercado.

374. No cenário actual, a capacidade de produção hidroeléctrica em Portugal é, na sua quase totalidade, controlada pela EDP, à excepção da central hidroeléctrica de Alqueva.

375. Até 30 de Junho de 2007, era à REN, no âmbito da função de Agente Comercial do SEP, que competia gerir o sistema hidroeléctrico, bem como as centrais térmicas igualmente sujeitas a CAE. Os critérios adoptados para a gestão da produção hidroeléctrica contemplavam, entre outras, o nível de aflúncias de água, o nível de armazenamento e a evolução dos custos das centrais térmicas.

376. A programação da energia hidroeléctrica seguida pelo Agente Comercial do SEP tinha por objectivo minimizar os custos totais de fornecimento, nomeadamente, substituindo, sempre que possível, os meios de produção térmicos de custo mais elevado pela produção hidroeléctrica. Resultava desta programação um valor da água que comparava com os custos das centrais térmicas, e cuja determinação assentava no princípio do custo de oportunidade de utilização de recursos, cuja disponibilidade é altamente variável ao longo do ano.

377. Em períodos de seca, o valor da água, assim calculado, poderá ser superior ao custo de uma central térmica a fuelóleo<sup>93</sup>. Em períodos de elevada pluviosidade, pelo contrário, registando as barragens um elevado nível de armazenamento, o valor da água é relativamente baixo. Na realidade, se uma central hidroeléctrica no nível máximo de armazenamento e sujeita a elevadas aflúncias de água decidir não produzir, corre o risco de descarregar água de forma não produtiva. Em tais situações, as centrais hidroeléctricas serão colocadas em mercado a um preço inferior ao das centrais a gás natural.<sup>94</sup>

378. O valor da água depende igualmente da evolução futura dos preços da energia eléctrica. Quanto maior o custo futuro dos combustíveis ou os preços de mercado de produção de

---

<sup>93</sup> Conforme a informação enviada pela REN em Comunicação de 22/02/2008, esta situação verificou-se no cenário de Primavera Seca (v.g. 16 de Março de 2005), no qual a valia marginal da maior parte das albufeiras foi superior à da central do Carregado, a fuelóleo.

<sup>94</sup> Conforme a informação enviada pela REN em Comunicação de 22/02/2008, esta situação verificou-se no cenário de Inverno Húmido (v.g. 13 de Dezembro de 2006), no qual a valia marginal da maior parte das albufeiras foi inferior à da central da Turbogás, a gás natural.

energia eléctrica, maior o custo de oportunidade hoje de utilizar as centrais hidroeléctricas para produzir.

379. A valia da água era assim determinada, pela REN, com base em modelos matemáticos de optimização, e assentava em previsões das afluências às albufeiras e em previsões da evolução futura dos custos e preços da produção térmica.

380. A partir de 1 de Julho de 2007, com a cessação dos CAE, o controlo das centrais hidroeléctricas passou a ser exercido pela EDP enquanto proprietária desses meios de produção. Os critérios que esta adopta<sup>95</sup> na gestão das centrais hidroeléctricas, [CONFIDENCIAL], aparentemente não diferem nos princípios gerais daqueles que a REN adoptava no passado. Porém, cumpre notar que a função objectivo da Notificante – que visa a maximização dos lucros – é diferente da do extinto Agente Comercial do SEP – minimizar os custos globais de produção.

381. Na medida em que o valor da água envolve a previsão de variáveis sujeitas a erros de estimação importantes, como sejam as condições meteorológicas futuras, o exercício de previsão e formação de expectativas estará naturalmente sujeito a uma margem de erro considerável.

382. A margem de erro na formação das previsões é, nestes termos, propiciadora de uma elevada discricionariedade na condução que a Notificante pode realizar da gestão das centrais hidroeléctricas.

383. A Notificante poderá sempre justificar a condução estratégica das centrais hidroeléctricas com base em discrepâncias entre as previsões das variáveis que interferem na valia da água e os valores efectivos assumidos pelas variáveis, com base na incerteza que envolve essas mesmas variáveis.

384. Por outro lado, a complexidade matemática e o volume de informação envolvido no cálculo da valia da água actuam em desfavor de uma elevada probabilidade de detecção de potenciais comportamentos estratégicos no que toca à produção hidroeléctrica.

385. A adopção de uma ou outra expectativa por parte de um agente em mercado no que respeita à evolução futura dos factores que interferem na determinação da valia da água poderá

---

<sup>95</sup> Conforme a Comunicação da Notificante de 25/02/2008.

conter considerandos de índole estratégica, sobretudo se este detiver uma posição dominante no mercado, como sucede com a Notificante.

386. A Notificante pode assim adoptar estratégias no que toca à colocação em mercado das centrais hidroeléctricas, numa óptica de maximização de lucro, sendo essas estratégias distintas daquelas que a REN adoptava no passado.

387. Em virtude da produção hidroeléctrica ser um elemento essencial na formação dos preços no mercado e no seu desempenho quanto à separação de mercados face a Espanha, o facto da EDP controlar a quase totalidade dos meios hidroeléctricos confere-lhe uma clara posição dominante.

388. Neste contexto, mesmo que as centrais térmicas da Notificante sejam colocadas em mercado ao respectivo custo variável, como esta defende quando refere os incentivos associados ao mecanismo CMEC, não se extrai daí que o comportamento da EDP corresponda ao de um agente competitivo, dada a margem de manipulação, pela EDP, na colocação das centrais hídricas em mercado, sem riscos de detecção em resultado da evidente assimetria de informação existente.

389. Acresce que, conforme se demonstra a seguir, existem claros incentivos para a Notificante adoptar este tipo de comportamento com o propósito de induzir subidas estratégicas dos preços em mercado, uma vez que a produção da EDP em Portugal Continental que se encontra em regime de mercado corresponde a cerca de 1/3 de toda a energia produzida pela EDP (excluindo PRE).

#### **6.1.6. As compensações CMEC não previnem a existência de incentivos à manipulação do preço**

390. A Notificante defende, em sede de notificação que, relativamente às centrais anteriormente vinculadas a CAE, e que actualmente beneficiam de compensações CMEC (*vide* secção 4.4 do presente documento), não existem incentivos económicos no sentido de promover uma subida ou descida de preços no mercado organizado.

391. As compensações CMEC têm por fim a manutenção das condições de equilíbrio contratual anteriormente asseguradas pelos CAE. Na medida em que a remuneração das centrais anteriormente com CAE se encontra vinculada aos valores anteriormente contratualizados, a remuneração destas centrais não depende dos preços de mercado. Neste contexto, defende a

Notificante, caso a margem em mercado exceda a margem contratualizada no CAE cessado em virtude de eventuais subidas de preço, esse diferencial será devolvido aos consumidores, via CMEC, através da tarifa de uso global do sistema.

392. Entende ainda a Notificante, que o mecanismo CMEC penaliza uma actuação que não corresponda ao comportamento de um agente puramente competitivo, considerando que a margem compensada pelos CMEC corresponde à diferença entre a margem de mercado estimada *ex-ante* e a margem calculada com o modelo Valorágua, simulando um agente competitivo nas condições reais de mercado.

393. O modelo Valorágua<sup>96</sup> é um modelo de optimização de médio/longo prazo desenvolvido pela REN para a optimização da produção do sistema hidro-térmico nacional. Este modelo, tomando como referência os custos de produção dos centros electroprodutores, os preços de importação e as condições de exploração dos centros hidroeléctricos, determina, num processo de optimização / minimização dos custos de fornecimento, a produção óptima de cada centro electroprodutor.

394. Conforme se encontra estabelecido no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, posteriormente revisto pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de Maio, as compensações CMEC subdividem-se em duas componentes:

- i. A componente fixa, calculada *ex-ante*, à data de cessação dos CAE, corresponde à diferença entre o valor do CAE e as receitas expectáveis em regime de mercado, deduzidos os encargos variáveis de produção. As receitas em mercado foram determinadas com base em estimativas para os preços de mercado num valor médio de 50 €/MWh, para os custos dos combustíveis e para as quantidades vendidas em mercado com suporte em simulações obtidas a partir do modelo Valorágua. A componente fixa pode ter valor negativo, no caso de as receitas em mercado assim estimadas superarem o valor do CAE, o que sucede com uma parte importante dos aproveitamentos hidroeléctricos da Notificante (*vide* anexo VI do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro)<sup>97</sup>.

---

<sup>96</sup> Vide apresentação do Modelo Valorágua, no Anexo I à Resolução de Conselho de Ministros n.º 1/2008, de 4 de Janeiro.

<sup>97</sup> O valor do preço de mercado estimado no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, correspondia a 36 €/MWh, tendo sido posteriormente actualizado para 50 €/MWh. Na medida que nas simulações realizadas o preço médio de mercado cresceu de 36 €/MWh para 50 €/MWh, o número de aproveitamentos hidroeléctricos

- ii. A componente de revisibilidade dos CMEC compara, numa base anual<sup>98</sup>, a remuneração estimada *ex-ante* com a remuneração verificada efectivamente em mercado, utilizando como referência os preços de mercado, os custos de combustíveis verificados e as quantidades determinadas *ex-post* pelo modelo Valorágua para a situação real de hidraulicidade. Os desvios apurados conduzem a ajustamentos, ora positivos, ora negativos, face aos pagamentos da componente fixa dos CMEC e são reflectidos na tarifa de uso global do sistema, apesar de se efectuarem com desfasamento.

395. As quantidades óptimas estimadas pelo modelo Valorágua, para efeitos do cálculo das compensações, definem qual seria o comportamento competitivo da EDP, i.e., o comportamento que seria obtido caso a EDP construísse as suas ofertas no mercado organizado com base nos custos marginais de produção.

396. O facto da componente de revisibilidade utilizar como referência as quantidades óptimas do modelo Valorágua e não as quantidades vendidas em mercado é o fundamento para a Notificante considerar que o mecanismo CMEC penaliza uma actuação que não corresponda ao comportamento de um agente puramente competitivo.

397. Contudo, mesmo que as centrais sujeitas ao mecanismo CMEC não possam extrair o valor de mercado, elas permitem, pelo controlo da formação de preços que conferem à Notificante, que as centrais que não beneficiam dessas compensações incrementem o seu valor de mercado.

398. As centrais em mercado da EDP, ou seja, aquelas que pertenciam ao extinto Sistema Eléctrico Não Vinculado (SENV), e que não beneficiam das compensações CMEC, englobam a central de ciclo combinado a gás natural do Ribatejo e um conjunto de centrais hidroeléctricas de menor dimensão. Estas centrais possuem um peso significativo na energia que é vendida pela EDP no mercado eléctrico.

399. A produção contratualizada em mercado pela central de ciclo combinado do Ribatejo no segundo semestre de 2007, período no qual se assinalaram indisponibilidades elevadas desta central<sup>99</sup>, equivaleu a cerca de [CONFIDENCIAL] dos volumes totais contratados pela EDP no

---

reportados com CMEC negativos no Anexo VI do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, poderá ter aumentado.

<sup>98</sup> Nos primeiros 10 anos após a cessação existem ajustamentos anuais. Findos os 10 anos, existe um ajustamento final sem efeitos retroactivos.

<sup>99</sup> O Grupo 2 desta central, [CONFIDENCIAL], conforme informação enviada pela Notificante em 07.03.2008.

mercado diário. Nos primeiros dois meses de 2008, onde os níveis de disponibilidade dessa central foram aparentemente mais elevados, o peso da produção contratualizada, em sede de mercado diário, pelo ciclo combinado da Notificante sobe para [CONFIDENCIAL].

400. É possível ainda constatar que em [CONFIDENCIAL] das horas do 2º semestre de 2007, a central de ciclo combinado do Ribatejo representou mais de [CONFIDENCIAL] do volume total da energia vendida pela EDP no mercado diário, frequência que sobe para [CONFIDENCIAL] das horas se considerarmos os dois primeiros meses de 2008.

401. A informação relativa à contratualização em mercado diário das centrais hidroeléctricas do ex-SENV não se encontra discriminada na informação enviada pela Notificante, pelo que a sua análise apenas é possível a partir da informação enviada pela REN relativa à produção efectivamente verificada<sup>100</sup>. Com base nessa informação, adicionando a produção das centrais hidroeléctricas ex-SENV à produção da central de ciclo combinado do Ribatejo é possível constatar que o peso da produção da EDP não abrangida pelo regime CMEC atinge cerca de [30-40]% da energia produzida em Portugal Continental no decurso do 2º semestre de 2007.

402. A adição dos custos das emissões de CO<sub>2</sub> aos custos de produção das centrais térmicas é susceptível de originar a designada inversão da ordem de mérito, situação na qual os custos de produção da central a carvão de Sines serão mais elevados que os da central de ciclo combinado da Notificante. Tornando-se a central de ciclo combinado mais competitiva, o seu volume de produção deverá aumentar, de modo que crescem os incentivos da Notificante no que toca a induzir crescimentos de preços no mercado diário.

403. Por outro lado, em 2009, a Notificante deverá adicionar ao seu parque electroprodutor outra central de ciclo combinado, a localizar na Figueira da Foz, com dois grupos de 400 MW, o que fará crescer a participação da energia cuja remuneração é sensível aos preços de mercado.<sup>101</sup>

404. Com a adição da central hidroeléctrica de Alqueva ao parque electroprodutor da Notificante, matéria que é objecto da presente operação de concentração, o peso da energia produzida cuja remuneração depende dos preços de mercado cresce, uma vez que esta central não se encontra abrangida pelas compensações CMEC.

<sup>100</sup> Conforme a informação enviada pela REN em Comunicação de 22/02/2008.

<sup>101</sup> Conforme comunicação da Notificante de 25/02/2008.

405. Nessa medida, a Notificante terá maiores incentivos para a manipulação do preço de mercado via colocação estratégica das ofertas referentes a centrais hidroeléctricas.

406. De facto, como referido nas decisões Enernova I, II e III, existem amplas oportunidades para a Notificante arbitrar entre os resultados do modelo Valorágua e os objectivos de um agente maximizador dos lucros, oportunidades essas que se fundamentam no facto da Notificante conhecer o modelo Valorágua e a forma como este determina as quantidades óptimas:

- i. As quantidades óptimas do modelo Valorágua não são calculadas para cada período horário, mas antes para postos horários, que correspondem à agregação de conjuntos de horas, graduados por ordem decrescente do nível de procura. Dos 60 postos horários considerados no Anexo III do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, o de menor duração corresponde a 40 horas de um mês, enquanto que o de maior duração corresponde a 208 horas de um mês. Neste contexto, a simulação Valorágua proporá para cada posto horário um determinado valor de produção total, o qual poderá ser atingível seguindo diferentes estratégias de produção horárias. Sucede que, como se demonstra da informação enviada pela Notificante, a elasticidade da oferta no mercado de produção de energia eléctrica não é uniforme em todas as horas, pelo que a transferência de produção entre horas de um mesmo posto horário poderá produzir efeitos não neutrais nos preços. No caso das centrais hídricas englobadas no mecanismo CMEC, na medida que estas detenham suficiente capacidade de armazenamento, existe a faculdade de transferir produção entre períodos horários, pelo que tal tipo de comportamento é possível.
- ii. O facto das regras de mercado permitirem a contratação bilateral no seio de agentes que integrem verticalmente a produção e a comercialização permite ajustar, à margem do mercado organizado, as quantidades produzidas por cada central no sentido das mesmas equivalerem àquelas que o modelo Valorágua determina. Embora na actualidade não se verifiquem as condições propícias a tal comportamento, na medida em que mais de 90% da comercialização é assegurada pelo CUR (*vide* secção 4.5 deste documento) – agente sujeito a regulação e com menores graus de liberdade nesta matéria –, não se pode afastar a possibilidade de, no futuro, se virem a verificar condições mais propícias a tais tipos de comportamentos.

- iii. O cálculo das quantidades óptimas do modelo Valorágua depende de variáveis que estão sob o controlo da Notificante, dada a posição dominante que observa, como sejam os preços de mercado efectivamente verificados e as condições de hidraulicidade (na medida em que as condições de hidraulicidade também dependem do nível de armazenamento das albufeiras, variável que é controlada pela Notificante).

407. Nestes termos, o modelo de cálculo adoptado para a componente de revisibilidade dos CMEC dificilmente constituirá uma restrição ao comportamento da Notificante no mercado da produção de energia eléctrica. Esta situação é particularmente evidente para as centrais hidroeléctricas englobadas nas compensações CMEC, dada a capacidade de transferir produção entre períodos.

408. Também em relação às centrais a fuelóleo não existem constrangimentos dado que os incentivos da Notificante são para que o número de horas em que entrem a produzir seja mais elevado e não o contrário – na medida em que entrando, fixam preços mais elevados em mercado.

409. As restrições comportamentais suscitadas pelo modo como é calculada a componente de revisibilidade dos CMEC colocam-se sobretudo no que toca à central a carvão de Sines, da EDP, que, tratando-se de uma central de carga base, e enquanto não se der a inversão da ordem de mérito *supra* referida, terá de garantir uma taxa de utilização elevada, o que implica necessariamente a apresentação em mercado de preços mais competitivos.

410. Nestes termos, o mecanismo CMEC, ao contrário do que a Notificante defende, não previne a existência de incentivos à manipulação dos preços da *pool*, conforme aludido na página 61 da Notificação.

#### **6.1.7. A EDP deverá preservar a sua posição dominante no horizonte dos próximos três a cinco anos**

411. Os elementos recolhidos na investigação realizada apontam claramente para que a posição dominante actualmente observada pela Notificante seja sustentada no horizonte dos próximos três anos a cinco anos.

412. Em primeiro lugar, existe ainda grande incerteza em relação às datas em que se conseguirão atingir determinadas metas para a capacidade de interligação. A própria Notificante refere

que a capacidade de interligação no mercado Ibérico deverá atingir os 3000 MW em 2010 na página 102 da Notificação, [CONFIDENCIAL].

413. Já segundo a REN e a REE, apenas se concluirão os investimentos que permitirão atingir uma capacidade de 3000 MW em 2014.<sup>102</sup> O horizonte em que se atingirá tal meta de capacidade de interligação apresenta-se incerto, embora se torne claro que, caso seja [1000-2000] MW, [CONFIDENCIAL] não existirá alteração significativa em relação ao actual cenário de congestionamentos.

414. Em segundo lugar, apesar de se encontrarem licenciados seis grupos geradores na tecnologia de ciclo combinado a concorrentes da Notificante – a GALP com 2 grupos em Sines, a Iberdrola com 2 grupos na Figueira da Foz e a Tejo Energia com 2 grupos em Abrantes – persistem ainda elementos de incerteza quanto ao momento em que se verificará a entrada em exploração comercial desses centros electroprodutores.

415. De acordo com informação publicada pela REN em Novembro de 2007<sup>103</sup>, na qualidade de operador da rede de transporte, salienta-se a dissonância entre o número de grupos licenciados e aqueles cuja data de entrada em funcionamento já se encontra prevista. De facto, aponta esse relatório, que dos oito grupos licenciados, apenas se encontram definidas as datas de entrada em serviço de quatro desses novos grupos, dois em 2009, que correspondem aos grupos geradores a instalar pela Notificante na Figueira da Foz, e outros dois em 2010. [CONFIDENCIAL].<sup>104</sup>

416. Por outro lado, [CONFIDENCIAL]<sup>105</sup>.

417. Assim, o aparecimento de novos concorrentes em centrais de ciclo combinado acontecerá, na melhor das hipóteses, em finais de 2010. Note-se, contudo, que os prazos inicialmente previstos para a construção de centrais de ciclo combinando estão sujeitos a alguma incerteza, como pode ser comprovado pelos atrasos verificados na entrada em funcionamento de centrais semelhantes em Espanha, onde se identificam desvios de programação que chegam a superar os 2 anos.<sup>106</sup>

---

<sup>102</sup> Vide “Capacidade indicativa de interligação para fins comerciais para 2007 - Relatório Técnico”, REN, e “Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte 2009-2014 (2019)”, REN.

<sup>103</sup> REN, IESOE – Interligação Eléctrica do Sudoeste da Europa, 39ª Reunião, 23 de Novembro de 2007, [Maio 2007 – Setembro 2007], Paris.

<sup>104</sup> Vide Comunicação da Notificante de 25/02/2008.

<sup>105</sup> Vide Comunicação da Notificante de 24/03/2008, [CONFIDENCIAL].

<sup>106</sup> “Octavo informe semestral de seguimiento de las infraestructuras referidas en el informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural y su cobertura”, CNE, Maio de 2007.

418. Acresce que, no que se refere às novas centrais a localizar na Figueira da Foz – dois grupos geradores de 400 MW da Notificante e outros dois grupos de 400 MW da Iberdrola – as condições de escoamento da produção da capacidade a instalar nessa localização, encontram-se dependentes de reforços de rede a concretizar pela REN.
419. Apesar de estar prevista para 2009 a conclusão das obras de construção das linhas de ligação necessárias para o escoamento da produção dessas centrais de ciclo combinado, a REN classifica esses reforços da rede de transporte entre aqueles cujo eventual atraso possa induzir consequências negativas mais graves no funcionamento do Sistema Eléctrico Nacional<sup>107</sup>.
420. Sublinhe-se que, a ocorrerem atrasos na conclusão desses reforços de rede, tal situação poderá limitar a pressão concorrencial que a Iberdrola exercerá no mercado nacional de produção de energia eléctrica com os dois grupos de 400 MW que irá instalar na Figueira da Foz.
421. Em suma, os elementos colectados demonstram que, no horizonte dos próximos três a cinco anos, as condições da concorrência não serão significativamente alteradas no mercado da produção de energia eléctrica em Portugal Continental.
422. Em terceiro lugar, a investigação conduzida permitiu identificar que no âmbito do Plano Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico (PNBEPH) serão lançados concursos públicos internacionais relativos a dez novos aproveitamentos, correspondentes a 1096 MW de nova capacidade de produção a instalar.
423. Conforme informação transmitida pela Notificante<sup>108</sup>, todos os seis novos aproveitamentos a criar na bacia hidrográfica do Douro, atendendo às suas características e capacidade de armazenamento, podem influenciar a exploração dos aproveitamentos já situados no curso principal do mesmo rio, e que se situam a jusante, os quais são, na sua totalidade, explorados pela Notificante.
424. Em relação aos restantes aproveitamentos, verifica-se que esses se situam ora a montante ora a jusante de aproveitamentos pré-existentes da EDP, havendo assim a possibilidade de realizar uma gestão integrada dos novos aproveitamentos e dos pré-existentes.

---

<sup>107</sup> "Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte 2009-2014 (2019)", REN.

425. Na medida em que possam resultar externalidades positivas na exploração desses novos aproveitamentos sobre os pré-existentes detidos pela Notificante, a capacidade de licitação por parte da Notificante para alguns dos novos aproveitamentos, em sede de concurso, poderá vir a ser superior à de outros concorrentes. Existe, deste modo, uma probabilidade de que o PNBEPH contribua para o reforço da posição que a Notificante observa actualmente no que toca à produção de electricidade com recurso a centrais hidroeléctricas.
426. Entende a Notificante que, dados os prazos médios de obtenção de autorizações e licenças, bem como os prazos para a construção de empreendimentos hidroeléctricos, tais impactos apenas deverão ocorrer a longo prazo, naturalmente dependente de acordos e compromissos na gestão da água a estabelecer, designadamente entre as entidades promotoras e as autoridades ambientais, municipais e populações limítrofes.
427. Tal é confirmado pelo documento que formaliza o PNBEPH<sup>109</sup>, onde se aponta que os primeiros aproveitamentos apenas entrarão em serviço a partir de 2015 e que o plano se concluirá até 2020, [CONFIDENCIAL].
428. Nestes termos, o potencial reforço da posição da Notificante que possa advir da implementação do PNBEPH ocorrerá num horizonte temporal cujo âmbito extravasa o horizonte temporal prospectivo de análise jus-concorrencial de operações de concentração.
429. Porém, havendo terceiros concorrentes a obterem concessões no momento em que se formalizam os concursos, tal tem também, significado, que as capacidades hidroeléctricas concessionadas a esses terceiros concorrentes não exercerão pressão competitiva sobre a Notificante no horizonte dos próximos seis anos.
430. Por último, o principal elemento susceptível de, no decurso dos próximos três a cinco anos, alterar a estrutura da oferta no mercado relevante prende-se com o crescimento da capacidade de produção no regime PRE, em particular no segmento eólico, atento aos elementos de prospectiva, identificados no Anexo I à Resolução de Conselho de Ministros n.º 1/2008, de 4 de Janeiro, relativa ao Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão relativo ao período 2008-2012 (PNALE II).

---

<sup>108</sup> Vide Comunicação da Notificante de 25/02/2008.

<sup>109</sup> Plano Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico, Memória, Novembro de 2007, disponível em [www.inag.pt](http://www.inag.pt).

431. De facto, as metas identificadas para a expansão da capacidade de produção de origem eólica, fazem prever um crescimento significativo desta forma de produção, na estrutura da oferta.
432. Porém, e como já havia sido referido na decisão Enernova III, apesar da PRE eólica poder vir a ter um impacto significativo nas condições da oferta no mercado considerado como relevante, em particular, nos períodos de maior intensidade de vento, em termos médios, esta forma de produção não deverá alterar de forma preponderante o peso que a PRO detém no mesmo.
433. A título de exemplo, refira-se que em Espanha, entre 2004 e 2005, não obstante o crescimento em 10% das quantidades PRE vendidas, os preços do mercado organizado cresceram cerca de 75%, marcados pela dinâmica do segmento PRO. Esta constatação não retira contudo significado à importância particular da PRE, em particular a eólica, no desempenho dos mercados organizados. Como refere o *Libro Blanco*<sup>110</sup>, "*as maiores crises de preços tendem a aparecer em períodos de pouco vento*".<sup>111</sup>

#### **6.1.8 Efeitos jusconcorrenciais da presente operação de concentração no mercado relevante da produção eléctrica em Portugal Continental**

##### **6.1.8.1. Resumo dos argumentos da Notificante**

434. A Notificante analisa os efeitos da presente operação de concentração conforme a delimitação de mercados relevantes por si adoptada, considerando nomeadamente o (i) mercado nacional de produção de electricidade em regime especial e (ii) o mercado ibérico da produção de electricidade em regime ordinário.
435. No que se refere aos efeitos no mercado nacional de produção de electricidade em regime especial, a Notificante salienta as características específicas e funcionamento da Central Hídrica de Pedrógão. Entende a Notificante que apesar do enquadramento legal do aproveitamento hidroeléctrico de Alqueva ser distinto do de Pedrógão, importa atender às condições particulares da exploração destes dois aproveitamentos, por forma a compreender de que forma é efectuada a respectiva gestão e quais as suas condicionantes.

---

<sup>110</sup> Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generacion eléctrica en España, Perez Arriaga, Junho de 2005.

436. A análise da Notificante sublinha os factos (i) de ambas as centrais utilizarem o mesmo recurso hídrico e (ii) de as regras quanto à gestão da água de ambas as albufeiras serem bastante rígidas, como determinantes para que a gestão destes dois aproveitamentos seja realizada de forma integrada e, portanto, interdependente.
437. Considera ainda a Notificante, que esta especificidade da central mini-hídrica de Pedrógão é atípica em relação a um aproveitamento mini-hídrico PRE e, nessa medida, não extensível relativamente aos restantes aproveitamentos mini-hídricos da PRE.
438. Os elementos que sustentam o seu entendimento em relação à central mini-hídrica de Pedrógão resultam, em grande medida, da conjugação de dois factores: por um lado, o facto da albufeira de Pedrógão constituir um contra-embalse em relação à central de Alqueva, em que o turbinamento de água está condicionado às necessidades da central a montante (Alqueva); por outro lado, as restrições associadas à gestão do caudal turbinável em Alqueva podem gerar situações em que será conveniente não produzir em Pedrógão, no sentido de preservar o nível da albufeira de Pedrógão para operações de bombagem de Alqueva.
439. Em resultado do exposto, a produção da central de Pedrógão exhibe um nível de controlabilidade e de previsibilidade distinto do de outras centrais mini-hídricas, sendo essa previsibilidade em grande medida associada ao modelo de gestão integrada dos dois aproveitamentos hidroeléctricos, não obstante tratarem-se de aproveitamentos inseridos em dois regimes económicos distintos.
440. A Notificante acrescenta que o facto da central de Pedrógão se incluir no regime PRE determina que o objectivo de maximização da produção nos períodos de fora de vazio mantém-se, muito embora subordinada às necessidades da central de Alqueva.
441. Relembra a Notificante que a PRE, onde a central de Pedrógão se insere, é uma actividade de natureza regulada, na qual os produtores beneficiam de uma obrigação legal de compra – por parte do CUR – da totalidade de energia produzida, a preços regulados administrativamente.
442. Considera, nestes termos, que esta produção não pode ser considerada como produção em regime de mercado, mas sim, uma forma regulada de produção de electricidade no âmbito

---

<sup>111</sup> *Idem*, tradução nossa da afirmação constante do 2.º parágrafo da página 227, “*las grandes crisis de precios*

do SEN, na medida em que a procura é garantida e os preços não se formam livremente pela interacção entre oferta e a procura, sendo antes fixados pelas autoridades públicas.

443. Conclui a Notificante que, por este conjunto de razões, a presente operação de concentração não coloca, nesta sede, quaisquer problemas de concorrência entre operadores, independentemente da posição relativa de cada produtor de energia em regime especial, não sendo criada nem reforçada uma posição dominante da qual possam resultar entraves significativos à concorrência no mercado relevante da produção de electricidade em regime especial.
444. No que se refere à central hidroeléctrica de Alqueva, a Notificante, e em linha com a sua posição quanto ao mercado geográfico relevante, entende que o mercado da PRO tem dimensão ibérica. A análise do impacto da presente operação de concentração, nesses termos, deverá inscrever-se no mercado geográfico Ibérico.
445. De acordo com essa delimitação do mercado geográfico relevante, a posição da Notificante é a do terceiro operador de mercado, com uma quota de mercado de [10-20]% na produção de electricidade, e [10-20]% na capacidade de produção instalada, aquém da Endesa e da Iberdrola, das quais dista, em termos de capacidade instalada, cerca de [10-20]% e [0-10]%, respectivamente.
446. Por outro lado, a central de Alqueva, com uma capacidade instalada de cerca de 260 MW, representa não mais que [0-10]% da capacidade instalada na Península Ibérica, à qual correspondeu, em 2007, uma produção de cerca de [100-200] GWh, ou seja, [0-10]% da electricidade produzida em regime ordinário nesse contexto geográfico.
447. A quota do grupo EDP no âmbito do regime ordinário ibérico, no cenário pós-concentração, corresponderá a [10-20]% (capacidade instalada) e [10-20] (produção de electricidade). Conclui nestes termos a Notificante que ambos os valores são bastante inferiores a 25%, pelo que, de acordo com as Orientações da Comissão Europeia<sup>112</sup>, o mercado Ibérico da produção de electricidade em PRO não suscita qualquer preocupação jus-concorrencial em virtude da celebração do contrato notificado.

---

*tienden a aparecer en periodos de poco viento”.*

<sup>112</sup> Cfr. as Orientações da Comissão Europeia para a apreciação das Concentrações Horizontais nos termos do Regulamento do Conselho relativo ao Controlo das Concentrações de Empresa, (JO C31, de 5 de Fevereiro de 2004, pág. 5)

448. Acrescenta a Notificante que, caso a EDP decida aumentar os seus preços ou reduzir a sua oferta, no actual estado de integração do MIBEL existe capacidade para os concorrentes do grupo EDP aumentarem substancialmente a sua oferta, substituindo a produção da EDP.

449. Em suma, de acordo com este entendimento, a Notificante não terá uma posição dominante, nem por via da assinatura do Contrato que dará origem à notificação em causa, adquirirá essa posição no mercado geográfico por esta delimitado.

#### **6.1.8.2 Posição da Autoridade da Concorrência**

450. O Contrato que tem por base a presente operação de concentração, resulta de um procedimento [CONFIDENCIAL]<sup>113</sup>.

451. [CONFIDENCIAL – Informação relativa ao Contrato celebrado entre a EDP Produção e a EDIA]<sup>114</sup>.

452. O contrato de cessão da exploração das centrais hidroeléctricas de Alqueva e Pedrógão foi celebrado por um prazo de 35 anos<sup>115</sup>, [CONFIDENCIAL]. A concessão do Estado Português à EDIA para o EFMA define um prazo de concessão de 75 anos (cfr. Base XII do Anexo ao Decreto-Lei n.º 313/2007), por isso, superior ao prazo do Contrato em apreço.

453. Como nota prévia à análise jus-concorrencial dos efeitos da presente operação de concentração, importa sublinhar que, desde 1 de Novembro de 2007, a colocação em mercado da central Hidroeléctrica de Alqueva foi efectuada pela Notificante. De facto, conforme informação transmitida pela Notificante<sup>116</sup>, a EDP Produção terá iniciado a gestão das centrais de Alqueva e Pedrógão. Por outro lado, a informação remetida pela EDIA<sup>117</sup>, aponta o dia 31 de Outubro de 2007, como o último em que esta submeteu ofertas em mercado em relação à central hidroeléctrica de Alqueva.

454. Os elementos coligidos pela Autoridade da Concorrência permitem notar uma alteração estratégica no posicionamento em mercado da central hidroeléctrica de Alqueva, a partir de 1 de Novembro de 2007, seja no que toca à participação no mercado diário como ao nível da

<sup>113</sup> [CONFIDENCIAL – Informação relativa ao Contrato celebrado entre a EDP Produção e a EDIA], Comunicação da Notificante de 24/03/2008.

<sup>114</sup> Idem.

<sup>115</sup> [CONFIDENCIAL – Informação relativa ao Contrato celebrado entre a EDP Produção e a EDIA].

<sup>116</sup> Vide Comunicação da Notificante de 04/06/2008.

<sup>117</sup> Vide Comunicação da EDIA de 15/02/2008.

realização de operações de bombagem. Na medida que se tratam de elementos relevantes para compreender os efeitos jus-concorrenciais da presente operação de concentração, a presente análise não deixará de considerar os elementos que caracterizam essa alteração estratégica.

455. Quanto aos efeitos da presente operação de concentração relacionados com a central mini-hídrica de Pedrógão dever-se-á ter em conta, e conforme sublinhado pela Notificante, que a produção desse aproveitamento mini-hídrico se encontra dependente da estratégia produtiva da central de Alqueva. Tal sucedia no cenário pré-concentração e deverá manter-se no cenário pós-concentração. Nestes termos, os efeitos sobre a produção da central Pedrógão deverão fazer-se sentir em função daquilo que ocorrer em relação à central de Alqueva. Deverá ser tido em conta que a central de Pedrógão possui uma capacidade de produção de 10 MW, valor este substancialmente inferior à capacidade de produção de Alqueva.

456. Nessa medida, a análise dos efeitos da operação de concentração centrar-se-á nos efeitos jusconcorrenciais que decorrem da alteração de controlo da central hidroeléctrica de Alqueva.

#### **6.1.8.3.1. Efeitos unilaterais decorrentes da sobreposição horizontal no mercado relevante da produção de energia eléctrica em território nacional**

457. Ao contrário do entendimento da Notificante, e conforme sublinhado na definição de mercados adoptada pela Autoridade da Concorrência, o mercado geográfico não é Ibérico, antes restringe-se a Portugal Continental. A Autoridade da Concorrência suporta esse entendimento na importância que os congestionamentos detêm no que toca ao desempenho de mercado e, em particular, na formação do preço em Portugal Continental.

458. De facto, e como notado na análise da ordem de mérito das ofertas em mercado (ponto 6.1.4.), quando se verificam congestionamentos e se encontra esgotada a capacidade de produção colocada em mercado pela REN Trading e pela EDIA, a EDP fixa o preço do mercado sem concorrência. Com efeito, na zona da ordem de mérito em que a EDP não enfrenta concorrência, decida esta colocar ofertas de preço quantidade de valor mais elevado, produziria o mesmo, dada a rigidez da procura, auferindo, porém, uma remuneração mais elevada. Dito por outras palavras, nessas circunstâncias, do facto de a EDP incrementar os preços, não resulta um desvio das suas vendas para os concorrentes directos, nem uma retracção da procura.

459. Nessa medida, a referência da Notificante a que no actual estado de integração do MIBEL existe capacidade dos concorrentes do grupo EDP de aumentarem substancialmente a sua oferta, substituindo a produção da EDP, não colhe nas horas em que se verificarem congestionamentos. O que, no que respeita ao segundo semestre de 2007, se verificou em cerca de 80% do tempo.
460. A análise dos efeitos da presente operação de concentração deve centrar-se exactamente sobre o reforço da capacidade da Notificante em determinar a formação dos preços no mercado. De facto, não obstante o reduzido efeito no incremento de quota no mercado de produção de energia eléctrica, inserindo-se a central de Alqueva na tecnologia hídrica de albufeira, a presente operação de concentração reforçará a posição da Notificante numa tecnologia fundamental no que toca à formação do preço.
461. Conforme sublinhado, no ponto 6.1.3., durante o segundo semestre de 2007, a tecnologia hídrica, marcou os preços em cerca de 55% das horas de fora de vazio em que se registaram congestionamentos. Por outro lado, com esta operação de concentração, a EDP passará a controlar a única central hidroeléctrica PRO que não se encontrava na sua esfera de controlo.
462. A importância da central de Alqueva é demonstrada pelo facto de corresponder a cerca de [10-20]% da capacidade instalada em centrais hidroeléctricas de albufeira em Portugal Continental. Acresce que a capacidade instalada da central de Alqueva, de acordo com os planos da EDIA<sup>118</sup>, deverá crescer dos 260 MW actuais para 500 MW, reforço esse que deverá acontecer até ao final de 2011.
463. Acrescente-se que a central de Alqueva pode, adicionalmente, realizar operações de bombagem, o que corresponde a um modo de funcionamento de uma central hidroeléctrica que, consumindo energia eléctrica, transfere água de um reservatório para outro a uma cota superior. No caso presente, as operações de bombagem realizam-se do reservatório da albufeira de Pedrógão para o reservatório da albufeira de Alqueva.
464. As operações de bombagem apenas se realizam quando são economicamente rentáveis. É requisito que o preço da energia eléctrica adquirida no período em que se realiza a bombagem, seja suficientemente inferior àquele em que o caudal bombeado seja novamente

---

<sup>118</sup> Conforme a Comunicação da Notificante de 25/02/2008, [CONFIDENCIAL – Informação relativa ao Contrato celebrado entre a EDP Produção e a EDIA].

turbinado e a respectiva energia vendida em mercado<sup>119</sup>. Nessa medida, as operações de bombagem são realizadas nas horas de vazio, período onde tipicamente o preço da energia eléctrica em mercado é mais baixo.

465. Na medida em que as operações de bombagem envolvem a aquisição de energia eléctrica, este tipo de operações tem influência no desempenho de mercado quanto à dimensão da procura, logo com consequências ao nível da probabilidade de separação de mercados e da formação de preços.

466. Nestes termos, os potenciais impactos da aquisição da central de Alqueva não se cingem somente à capacidade da Notificante controlar a formação de preços por via da oferta, estendendo-se também à definição da dimensão da procura, em particular nas horas de vazio.

467. Refira-se que a capacidade de bombagem em centrais hidroeléctricas em Portugal Continental no final de 2007 se situava em cerca de 1000 MW<sup>120</sup>. Com a presente operação de concentração, a EDP passará a controlar toda a capacidade de bombagem existente em Portugal Continental. O efeito deste reforço é notável, na medida em a central hidroeléctrica de Alqueva corresponde a cerca de [20-30]% do total da capacidade de bombagem, em território nacional continental.

## **Eliminação de um concorrente com uma estratégia distinta e com um potencial de expansão da capacidade significativo**

### **i. Participação via ofertas no mercado diário**

468. A EDIA passou a explorar a central do Alqueva a partir de 1 de Julho de 2007 com a entrada em funcionamento do MIBEL, contudo, esta só passou a participar no mercado com o estatuto de agente de mercado em 5 de Agosto de 2007. Antes da criação do mercado, era à REN que competia a definição das quantidades a produzir.

469. Segundo a EDIA<sup>121</sup>, a estratégia por si definida para a gestão da central, [CONFIDENCIAL].

<sup>119</sup> O rendimento do ciclo de operação turbinamento / bombagem é inferior a 1. Nessa medida, não basta que o preço quando se turбина seja mais alto do que quando se realiza a bombagem. O preço da energia turbinada / bombagem tem que apresentar um spread que reflecta a perda de rendimento nas operações de bombagem.

<sup>120</sup> Vide o *Plano Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico, Memória*, Novembro de 2007, disponível em [www.inag.pt](http://www.inag.pt).

<sup>121</sup> Cfr. Comunicação da EDIA de 15/02/2008.

470. Esta estratégia assentava assim nos seguintes princípios:

- i. [CONFIDENCIAL];
- ii. [CONFIDENCIAL];
- iii. [CONFIDENCIAL];
- iv. [CONFIDENCIAL].

471. [CONFIDENCIAL – Informação relativa à gestão de Alqueva pela EDIA].

472. Esta estratégia resultou, assim, por exemplo, no dia 31 de Outubro de 2007, [CONFIDENCIAL]:

**Tabela 12: Ofertas realizada pela EDIA no dia 31 de Outubro referentes à central do Alqueva [(horas 12, 13 e 14)]**

Quantidade	Preço
50	4,25
166	4,28
43,2	18,03

Fonte: OMEL, informação pública disponível em [www.omel.es](http://www.omel.es).

473. Dados os preços a que foram colocados os dois primeiros blocos, esta foi a primeira hídrica de albufeira<sup>122</sup> a aparecer na ordem de mérito, antes dos lotes [CONFIDENCIAL] e [CONFIDENCIAL].

474. Os preços de oferta da EDIA em relação à central do Alqueva situam-se entre as ofertas da central da Turbogás – nas horas em análise a Turbogás foi ofertada entre 3,5 e 4,469 cent. €/kWh -, exercendo pressão concorrencial sobre esta. Já no que respeita aos lotes referentes ao [CONFIDENCIAL] e [CONFIDENCIAL] estes foram oferecidos a um preço acima da central da Turbogás.<sup>123</sup>

475. Tomando, como exemplo, o primeiro dia em que a EDP passa a colocar a central do Alqueva em mercado, 1 de Novembro de 2007, verifica-se que esta, ao contrário da EDIA, oferece blocos de produção em todas as horas do dia de acordo com a seguinte tabela:

<sup>122</sup> Nessa mesma hora identificam-se ofertas relativas ao [CONFIDENCIAL] e [CONFIDENCIAL] de preço muito baixo. Ora, existindo centrais de fio-de-água em ambos os sistemas, presume-se que tais ofertas digam respeito a esse tipo de centrais – onde a valia da água é substancialmente mais baixa em resultado do muito reduzido armazenamento – e não às centrais hidroeléctricas de albufeira objecto da presente análise.

<sup>123</sup> De acordo com informações recolhidas pela AdC em [www.omel.es](http://www.omel.es).

**Tabela 13: Ofertas realizada pela EDP no dia 1 de Novembro referentes à central do Alqueva [CONFIDENCIAL]**

Quantidades	Preço
[CONFIDENCIAL]	[CONFIDENCIAL]
[CONFIDENCIAL]	[CONFIDENCIAL]
[CONFIDENCIAL]	[CONFIDENCIAL]
[CONFIDENCIAL]	[CONFIDENCIAL]
[CONFIDENCIAL]	[CONFIDENCIAL]

Fonte: OMEL, informação pública disponível em [www.omel.es](http://www.omel.es).

476. Realce-se a subida nos preços a que passou a ser ofertada a produção desta central, de um valor mínimo de 4,25 cent. €/kWh para um valor mínimo de [4-6] cent. €/kWh, o que representa um acréscimo de [30-40]%.

477. Assim, esta deixou de ser a primeira central hidroeléctrica na ordem de mérito, passando apenas a ser oferecida após as primeiras ofertas do [CONFIDENCIAL] e [CONFIDENCIAL]. Comparando com a central de ciclo combinado da Turbogás, verifica-se que a central de Alqueva passou a ser oferecido claramente acima desta.<sup>124</sup>

478. Pode então concluir-se que se verificou uma alteração clara na estratégia de oferta a partir do dia 1 de Novembro de 2007, deixando a central do Alqueva de exercer a pressão concorrencial que antes exercia sobre as centrais de ciclo combinado.

479. Esta alteração não estará relacionada com qualquer alteração do regime de caudal do rio Guadiana dado que, comparando as ofertas de produção hidroeléctrica das centrais espanholas do Guadiana, é possível verificar que estas se mantiveram exactamente iguais no dia 31 de Outubro e 1 de Novembro.

480. Os elementos referentes à alteração estratégica na colocação da central hidroeléctrica de Alqueva revelam uma aproximação à forma como foram colocados os aproveitamentos de albufeira geridos pela EDP [CONFIDENCIAL]<sup>125</sup>.

<sup>124</sup> *Idem*

<sup>125</sup> Cfr. Comunicação da Notificante de 25/02/2008.

481. Conforme refere a Notificante, após 1 de Julho de 2007, com a cessação dos CAE, a EDP passou a oferecer em mercado a electricidade produzida por todas as centrais hidroeléctricas do seu grupo [CONFIDENCIAL].

482. [CONFIDENCIAL – Informação sobre as ofertas realizadas pela EDP].

483. Em função das características do aproveitamento em consideração, a EDP [CONFIDENCIAL – Informação sobre as ofertas realizadas pela EDP]:

- i. [CONFIDENCIAL];
- ii. [CONFIDENCIAL];
- iii. [CONFIDENCIAL].

484. Importa notar, que a estratégia que a EDP definiu para a central de Alqueva, a partir do momento em que passou a colocá-la em mercado, [CONFIDENCIAL].

485. Da análise efectuada, pode concluir-se que o comportamento da EDIA, enquanto agente de mercado, é o de um agente competitivo que procura vender a produção nas horas em que determina. Para tanto, a EDIA escolheu uma estratégia de preço que garantia o sucesso das suas ofertas de venda em mercado, em relação às quantidades que pretendia vender. Com a aquisição da Central Hidroeléctrica de Alqueva, por parte do grupo EDP, nota-se uma clara alteração da sua posição na ordem de mérito, a qual merece uma análise em termos dos potenciais efeitos nos preços.

486. Durante o período de 5 de Agosto de a 31 de Outubro de 2007 a central de Alqueva foi chamada a produzir no mercado diário em [300-400] horas (de um total de 2113), tendo evitado congestionamentos em [40-50] horas.<sup>126</sup> Em resultado da sua participação no mercado, os preços nas horas de congestionamento em que foi contratada foram inferiores, em média, em cerca de [0-10]%.<sup>127</sup>

<sup>126</sup> Segundo cálculos efectuados pela AdC com base em dados obtidos nas respostas ao pedido de informação por parte da EDIA do dia 15 de Fevereiro de 2008 e informação pública disponível em [www.omel.es](http://www.omel.es). Este valor foi calculado comparando a quantidade transaccionada pela EDIA e a quantidade livre de para importação. Ou seja, num cenário hipotético em que a EDIA não oferecesse a central do Alqueva, teria de se importar essa quantidade para satisfazer a procura, ocorrendo congestionamento sempre que a capacidade livre de importação fosse inferior à quantidade transaccionada pela EDIA.

<sup>127</sup> Segundo cálculos efectuados pela AdC com base em dados obtidos nas respostas aos pedidos de informação por parte da EDP (de 25 de Fevereiro de 2008) e EDIA (de 15 de Fevereiro de 2008). Na obtenção destes cálculos foi considerado um cenário hipotético em que se subtraíram as quantidades transaccionadas pela EDIA à oferta de produção eléctrica, deslocando a curva de oferta para a esquerda. Tal é equivalente a um cenário em que a procura aumenta nesse mesmo valor. O efeito sobre os preços foi então medido usando a

487. Retirando as ofertas realizadas pela EDIA durante este período, e simulando em alternativa a estratégia adoptada pela EDP a partir do dia 1 de Novembro de 2007<sup>128</sup>, verifica-se que por esta estratégia (descrita nos parágrafos 481 e seguintes) a central de Alqueva [CONFIDENCIAL] seria chamada a produzir em [50-60] horas, evitando congestionamentos em [0-10] horas. Nas [50-60] horas em que seria chamada a produzir, dessa participação resultaria uma redução no preço médio em horas de congestionamento semelhante ao verificado com a gestão da EDIA ([0-10])%.<sup>129</sup>
488. Em termos de quantidades produzidas, a central do Alqueva equivaleu a [<10%] no conjunto das centrais grandes hídricas de albufeira, tomando como referência todas as horas do primeiro semestre do MIBEL. Note-se contudo que no mês de Julho, período em que a EDIA ainda não actuava como agente de mercado, a central do Alqueva apenas foi chamada a produzir esporadicamente. A partir de 1 de Novembro o peso médio da central do Alqueva sobe para os [10-20]%, em resultado da subida dos preços médios do mercado diário.
489. Considerando apenas as horas em que a central do Alqueva foi chamada a produzir, o peso médio desta no conjunto das centrais de albufeira atingiu os [20-30%], ou seja, mais de [1/5-1/3] da produção hídrica de centrais de albufeira nestas horas provinha da central do Alqueva.

**Tabela 14: Peso da Central Alqueva no cômputo das centrais de albufeira em Portugal Continental, no 2º sem. de 2007 – Total mensal e total nas horas em a central de Alqueva entrou em produção**

---

informação remetida pela EDP relativa à variação do preço em resultado de um aumento de 50/100/150/200MW na procura.

<sup>128</sup> Poderá considerar-se incorrecto adoptar como contra-factual de referência para o período de Julho a Outubro a estratégia que a EDP adoptou a partir de 1 de Novembro, uma vez que se refere a um momento diferente do ano hidrológico. Porém, o que se pretende demonstrar é apenas quais os impactos possíveis nos preços caso a gestão de Alqueva seguisse um critério de preço distinto, utilizando a única referência disponível, ou seja, a estratégia que a EDP adoptou a partir de 1 de Novembro.

<sup>129</sup> Segundo cálculos efectuados pela AdC com base em dados obtidos nas respostas aos pedidos de informação por parte da EDP (de 25 de Fevereiro de 2008) e EDIA (de 15 de Fevereiro de 2008). Este valor foi calculado para um cenário hipotético em que as ofertas realizadas pela EDIA não existissem, existindo no seu lugar ofertas de acordo com a estratégia adoptada pela EDP em 1.11.2007. Assim, calculou-se o preço que resultaria da retirada das quantidades transaccionadas pela EDIA durante o período de 5.08.2007 a 31.10.2007, sendo tal equivalente, como supra referido, a um cenário em que a procura aumenta nesse mesmo valor. O efeito sobre os preços foi então medido usando a informação relativa à variação do preço em resultado de um aumento de 50/100/150/200MW na procura. Depois verificou-se se o preço das ofertas realizadas pela EDP seria inferior ou superior ao preço obtido na ausência da EDIA. No caso de o preço ser inferior, as ofertas da EDP seriam consideradas como casadas até ao ponto de satisfazer a procura residual, marcando o preço de equilíbrio. No caso de o preço ser superior as ofertas não seriam consideradas casadas, sendo o preço de equilíbrio o do cenário da ausência da EDIA.

Mês	Alqueva/Hídricas	Alqueva/Hídricas (quando entrou em produção)
Julho	[0-10]%	[10-20]%
Agosto	[0-10]%	[30-40]%
Setembro	[0-10]%	[20-30]%
Outubro	[0-10]%	[20-30]%
Novembro	[10-20]%	[20-30]%
Dezembro	[0-10]%	[30-40]%
<b>Média</b>	[0-10]%	[20-30]%

Fonte: REN<sup>130</sup>. Tratamento AdC de informação de natureza confidencial.

490. Os elementos analisados permitem, deste modo, concluir que a central hidroelétrica de Alqueva terá uma importância significativa no desempenho de mercado, seja do ponto de vista da formação dos preços, seja das quantidades que são ofertadas, no âmbito de centrais hidroelétricas de albufeira.

491. A alteração de controlo e a modificação da estratégia operada a partir de 1 de Novembro de 2007, traduzem-se, nestes termos, na eliminação de uma força concorrencial importante e num claro reforço da posição dominante da Notificante no mercado de produção de energia eléctrica.

## ii. Comportamento em relação à Bombagem

492. A estratégia adoptada pela EDIA em relação à programação das operações de bombagem não poderá ser desligada da programação global que adoptou para a colocação desta central em mercado. Tal como acima referido, [CONFIDENCIAL].

493. Refere ainda a EDIA, que [CONFIDENCIAL].

494. No que se refere à EDP, e em relação às operações de bombagem, [CONFIDENCIAL].

495. A Notificante refere, ainda, que [CONFIDENCIAL].

496. [CONFIDENCIAL – Informação sobre a estratégia comercial da EDP].

<sup>130</sup> Conforme a informação enviada pela REN em Comunicação de 22/02/2008.

497. Salienta ainda que, na sequência das operações de bombagem, [CONFIDENCIAL].
498. Analisando novamente os dias 31 de Outubro e 1 de Novembro, nos quais se dá a alteração da titularidade das ofertas relativas à central hidroeléctrica de Alqueva, cumpre notar que a EDIA [CONFIDENCIAL] ofertas de aquisição de energia para bombagem. No dia seguinte, em relação à procura de bombagem, a EDP [CONFIDENCIAL]. Este facto é também indicador de uma alteração de estratégia por parte da EDP.<sup>131</sup>
499. A procura por bombagem pela central do Alqueva, de 1 de Julho até 31 de Outubro de 2007, permite verificar que apenas ocorreram operações de bombagem em [100-150] horas, ou seja, [0-10%] do total das horas deste período.<sup>132</sup> Já após 1 de Novembro, verificaram-se operações de bombagem em [300-400] horas, o equivalente a [20-30]% do total de horas.<sup>133</sup>
500. No que respeita às quantidades totais de energia adquirida para bombagem, o peso da central de Alqueva até 31 de Outubro de 2007 foi de apenas [0-10%].<sup>134</sup> A partir de 1 de Novembro e até ao final do ano de 2007, o peso da central de Alqueva no total de energia adquirida para bombagem sobe para os [40-50]%.<sup>135</sup>
501. [CONFIDENCIAL – Informação sobre a estratégia comercial da EDIA].

**Tabela 15: Impacto médio sobre os preços do mercado diário das operações de bombagem da central de Alqueva (base: horas em que ocorreu bombagem)**<sup>136</sup>

Mês	Variação no preço
Julho	-
Agosto	-
Setembro	[0-10]%
Outubro	[0-10]%
Novembro	[0-10]%
Dezembro	[10-20]%
<b>Total Geral</b>	[0-10]%

<sup>131</sup> Conforme a informação enviada pela REN em Comunicação de 22/02/2008.

<sup>132</sup> *Idem*

<sup>133</sup> *Idem*.

<sup>134</sup> *Idem*.

<sup>135</sup> *Idem*.

<sup>136</sup> Segundo cálculos efectuados pela AdC com base em dados obtidos nas respostas aos pedidos de informação por parte da EDP (de 25 de Fevereiro de 2008) e REN (de 22 de Fevereiro de 2008). [CONFIDENCIAL – Informação sobre o método de cálculo adoptado pela AdC].

Até 01/11	[0-10]%
Após 01/11	[0-10]%

Fonte: EDP<sup>137</sup> e REN<sup>138</sup>. Tratamento pela AdC de informação de natureza confidencial.

502. [CONFIDENCIAL – Informação sobre a estratégia comercial adoptada pela EDIA e pela EDP].

503. [CONFIDENCIAL – Informação sobre a estratégia comercial adoptada pela EDP].

504. Argumenta a Notificante que a realização de operações de bombagem torna possível aumentar a produção das centrais hídricas em horas de fora de vazio, o que provocará uma diminuição dos preços nestas horas, decorrente do aumento de produção. Contudo, é possível verificar que existe um grande número de horas fora de vazio em que um acréscimo de produção das centrais hídricas não geraria qualquer aumento de preço, ou em que este aumento seria muito reduzido.

**Tabela 16: Efeito sobre os preços médios do mercado diário de aumentar produção em horas de fora de vazio durante o 2º sem. de 2007 (base 2576 horas)**

Variação de preço	50 MWh (n.º horas)	100 MWh (n.º horas)	150 MWh (n.º horas)	200 MWh (n.º horas)	250 MWh (n.º horas)
≈ 0%	[400-500]	[100-200]	[0-10]	[0-10]	[0-10]
-2% < x < 0%	[1.000-2.000]	[1.000-2.000]	[900-1.000]	[700-800]	[600-700]

Fonte: EDP<sup>139</sup>. Tratamento da AdC.

505. [CONFIDENCIAL – Informação relativa aos efeitos sobre os preços médios do mercado diário de aumentar a produção em horas de fora de vazio durante o 2.º semestre de 2007].

506. Em conclusão, as operações de bombagem são susceptíveis de aumentar o nível médio dos preços. A Notificante reforça, deste modo, via aquisição do controlo da central de Alqueva, o leque de instrumentos que possui no que respeita ao controlo da formação de preços, os quais poderão beneficiar a rentabilidade da exploração das centrais em mercado, como é o caso da central de ciclo combinado que explora. Tal acresce ao reforço de posição de dominante que se observa via colocação em mercado do lado da oferta da central de Alqueva.

### iii. Reforço de potência da Central Hidroeléctrica de Alqueva

<sup>137</sup> Conforme tratamento de informação enviada em Anexo a Comunicação da Notificante de 25/02/2008.

<sup>138</sup> Conforme a informação enviada pela REN em Comunicação de 22/02/2008.

507. A central hidroeléctrica de Alqueva, como resulta do Contrato de exploração firmado entre a EDP e a EDIA, será objecto de um reforço de potência, a concretizar até final de 2011, elevando a potência deste aproveitamento para 500 MW.

508. O aludido reforço de potência resulta de uma obrigação, perante a EDIA, assumida pela Notificante enquanto entidade cessionária da exploração das centrais hidroeléctricas de Alqueva e de Pedrógão (cfr. cláusula 7.<sup>a</sup> do Contrato celebrado entre a EDIA e a EDP Produção a 24 de Outubro de 2007), [CONFIDENCIAL].

509. De facto, a EDIA [CONFIDENCIAL].<sup>140</sup>

510. A [CONFIDENCIAL] demonstra a intenção da EDIA de realizar o reforço de potência de Alqueva, reforço esse que resultaria numa maior pressão competitiva no mercado de produção de energia eléctrica.

511. Contudo, e atento ao que refere o PNBEPH, o reforço da capacidade de potência poderá não permitir uma produção líquida<sup>141</sup> adicional em relação à potência actual, com excepção de períodos extremamente húmidos, dado que a enorme capacidade da sua albufeira e o elevado factor de equipamento lhe permite turbinar praticamente a totalidade dos caudais afluentes.

512. O reforço permitirá, no entanto, reforçar o elemento estratégico de realização de ciclos de bombagem, com efeitos substanciais sobre a procura de energia eléctrica e, por essa via, sobre os preços de mercado.

513. A presente operação de concentração, para além da eliminação de um agente de mercado que seguia uma estratégia distinta e mais competitiva que a Notificante, contribui, também, via aumento da capacidade de potência, para o reforço a prazo da participação da Notificante no mercado de produção de energia eléctrica.

---

<sup>139</sup> Conforme tratamento de informação enviada em Anexo a Comunicação da Notificante de 25/02/2008.

<sup>140</sup> [CONFIDENCIAL] Comunicação da Notificante de 24/03/2008.

## 6.2. Mercado de serviços de ajuste de sistema em Portugal Continental

### 6.2.1. Estrutura da Oferta

514. Apenas com a criação do mercado organizado, em 1 de Julho de 2007, a actividade de serviços de ajuste de sistema passou a ser realizada em regime de mercado, já que antes dessa data as condições contratuais para a prestação de serviços de ajuste de sistema se encontravam definidas nos CAE entretanto cessados. Nessa medida, a informação relativa a este mercado resume-se ao segundo semestre de 2007.

515. A estrutura da oferta relativa ao mercado de serviços de ajuste de sistema e segundo o tipo de serviço que foi contratualizado é apresentada na tabela *infra*.<sup>142</sup>

**Tabela 17: Estrutura da oferta no mercado de serviços de ajuste de sistema em Portugal Continental (2º sem. 2007)**

	Banda de Regulação Secundária			Regulação Terciária a Descer			Regulação Terciária a Subir		
	MW	%	Pós-conc.	MW	%	Pós-conc.	MW	%	Pós-conc.
EDP	[800.000-1000.000]	[80-90%]	[80-90%]	[1000.000-1200.000]	[80-90%]	[80-90%]	[600.000-800.000]	[90-100%]	[90-100%]
Alqueva <sup>143</sup>	[0-200.000]	[<10%]		[0-200.000]	[<10%]		[0-200.000]	[<10%]	
Turbogás (Ren T.)	[0-200.000]	[<10%]	[<10%]	[0-200.000]	[<10%]	[<10%]	[0-200.000]	[<10%]	[<10%]
Tejo Energia (Ren T.)	[0-200.000]	[10-20%]	[10-20%]	[0-200.000]	[<10%]	[<10%]	[0-200.000]	[<10%]	[<10%]
Total	[800.000-1000.000]	100,0	100,0	[1200.000-1400.000]	100,0	100,0	[600.000-800.000]	100,0	100,0
IHH		[7.000-8.000]	[7.000-8.000]		[6.000-7.000]	[7.000-8.000]		[8.000-9.000]	[8.000-9.000]

Fonte: REN<sup>144</sup>. Tratamento de dados de natureza confidencial pela AdC.

516. Como é possível constatar, qualquer que seja o serviço contratualizado em serviços de ajuste de sistema, este trata-se de um mercado com níveis de concentração muito elevados (IHH entre [6.000-7.000] e [8.000-9.000] pontos), no qual a Notificante detém uma clara posição dominante, como o demonstram as suas quotas de mercado, situadas entre [80-90%] e [90-100%], consoante o tipo de serviço prestado.

<sup>141</sup> A produção líquida resulta da diferença entre a energia produzida e a energia que é adquirida para a realização de operações de bombagem.

<sup>142</sup> A terminologia utilizada na tabela é explicitada no ponto 226 *supra*.

<sup>143</sup> Até 31 de Outubro a EDIA constituía um actor autónomo no mercado. A partir dessa data, a Autoridade da Concorrência considera, para efeitos da análise jus-concorrencial, que a EDP assume a gestão da central.

517. Em resultado da presente operação de concentração, regista-se um incremento de quota, mais notável na Regulação Terciária a Descer, e um crescimento dos níveis de concentração para os três tipos de serviços de ajuste de sistema considerados. O incremento do IHH, em resultado da presente operação de concentração, varia entre os [400-500] e [800-900] pontos, consoante o tipo de serviço prestado, o que revela um impacto muito substancial da presente operação sobre o nível de concentração da estrutura deste mercado.

518. O impacto verificado em termos de incremento de quota de mercado e de variação do índice de concentração da presente operação de concentração resultam da tecnologia em que os activos adquiridos se inserem.

519. Com efeito, a análise por tipo de serviço prestado e por tecnologia utilizada permite verificar o peso dominante das centrais hídricas na prestação dos serviços de banda de Regulação Secundária e na Regulação Terciária a Subir. Esta preponderância deriva dos tempos de arranque mais curtos das centrais hídricas face à tecnologia de ciclo combinado e à térmica convencional (*vide* Gráfico 2).

**Tabela 18: Contratação de serviços de ajuste de sistema por tecnologia no 2º sem. 2007 em Portugal Continental**

	Banda de Regulação Secundária	Regulação Terciária a Descer	Regulação Terciária a Subir
Hídricas	[60-70%]	[30-40%]	[80-90%]
Fuel/gás	[<10%]	[30-40%]	[<10%]
Carvão	[10-20%]	[10-20%]	[<10%]
CCGT	[20-30%]	[10-20%]	[10-20%]

Fonte: REN<sup>145</sup>. Tratamento de dados de natureza confidencial pela AdC

520. Tal como anteriormente mencionado, uma vez que a central de Alqueva passou a ser colocada em mercado pela EDP, desde 1 de Novembro de 2007, interessará verificar em que medida tal facto modificou o posicionamento desta central neste mercado.

521. Analisando as ofertas no mercado de serviços de ajuste de sistema nos dias 31 de Outubro e 1 de Novembro, é possível verificar que, em regulação secundária, a central do Alqueva, mediante controlo da EDIA, apenas fez ofertas (para subir e descer) nas horas 12, 13 e 14

<sup>144</sup> Conforme a informação enviada pela REN em Comunicação de 22/02/2008.

<sup>145</sup> *Idem*.

do dia 31 de Outubro, tendo no entanto estas ofertas sido feitas a um preço de [10-20] cent. €/kWh, [CONFIDENCIAL]. No dia 1 de Novembro, com a colocação por parte da EDP, e em regulação secundária, [CONFIDENCIAL]:

**Tabela 19: Ofertas nos mercados de regulação terciária realizadas pela EDP em 1 de Novembro de 2007 (Central Alqueva)**

Energia a subir	Energia a descer	Preço cent. €/kWh
[10-20]	[0-10]	[0-10]
[30-40]	[0-10]	[0-10]
[10-20]	[0-10]	[0-10]

Fonte: REN<sup>146</sup>. Tratamento de dados de natureza confidencial pela AdC.

522. Quanto às ofertas em regulação terciária, no dia 31 de Outubro, a central do Alqueva foi ofertada em todas as horas para subir a um preço de [10-20] cent. €/ kWh, excepto nas horas 12, 13 e 14 em que foi ofertada energia para descer a [ $<2,5$ ] cent. €/ kWh. De notar que no caso da energia terciária a descer, as primeiras ofertas a ser contratadas são aquelas que apresentam o preço mais elevado, dado que estas implicam um pagamento das centrais à REN. Já no dia seguinte foram feitas ofertas para subir ou descer em [CONFIDENCIAL] com preços entre os [0-10] e os [0-10] cent. €/kWh nas ofertas para descer, e entre os [0-10] e os [0-10] cent. €/ kWh nas ofertas para subir.

523. Esta mudança de estratégia reflecte-se assim na subida do peso da central do Alqueva no mercado de serviços de ajuste de sistema, nomeadamente na regulação secundária e na regulação terciária a subir.

524. A tabela *infra* analisa a quota de mercado da Central de Alqueva antes e depois da alteração de controlo.

**Tabela 20: Quotas de mercado dos agentes participantes nos mercados de serviços de ajuste de sistema**

	Alqueva	EDP (a)	REN TRADING	Total
Reg. Banda Secundária antes 01/11	[0-10%]	[90-100%]	[0-10%]	100 %
Reg. Banda Secundária após 01/11	[0-10%]	[70-80%]	[10-20%]	100 %
Reg. Terciária a subir antes 01/11	[0-10%]	[90-100%]	[0-10%]	100 %

<sup>146</sup>Conforme a informação enviada pela REN em Comunicação de 22/02/2008.

Reg. Terciária a subir após 01/11	[0-10%]	[90-100%]	[0-10%]	100 %
Reg. Terciária a descer antes 01/11	[0-10%]	[80-90%]	[10-20%]	100 %
Reg. Terciária a descer após 01/11	[0-10%]	[80-90%]	[10-20%]	100 %

**Fonte:** REN<sup>147</sup>. Tratamento de dados de natureza confidencial pela AdC

(a) A partir de 01/11/2007, a quota da central de Alqueva acresce à quota da EDP identificada na Tabela

525. Como é possível verificar, nos dois últimos meses de 2007, a quota da central de Alqueva supera largamente a quota verificada enquanto foi gerida pela EDIA, situando-se em níveis que variam entre [0-10%] e [0-10%] consoante o tipo de serviço prestado.

526. Estes elementos salientam o facto da EDIA, com os preços formulados, não demonstrar interesse em participar no mercado de serviços de ajuste de sistema. Com a tomada de controlo por parte da EDP, muda a estratégia de colocação desta central bem como o seu peso relativo no mercado.

527. Os elementos de quota relativos a Novembro e Dezembro de 2007 devem ser interpretados do ponto de vista da real valia da central hidroeléctrica de Alqueva para a participação neste mercado. De facto, caso a EDIA operasse uma estratégia distinta de participação no mercado de serviços de ajuste de sistema, poderia exercer uma pressão concorrencial importante neste mercado, onde a EDP detém uma clara posição dominante.

528. Em relação ao mercado de serviços de ajuste de sistema e em sede de resposta ao pedido de elementos<sup>148</sup>, a Notificante estima que o volume total de serviços de ajuste de sistema [CONFIDENCIAL] e que, relativamente às centrais hidroeléctricas abrangidas no âmbito dos CMEC, as verbas auferidas neste mercado devem ser devolvidas no final de cada ano, no âmbito do processo de revisibilidade dos CMEC.

529. Porém, e ao contrário do que a Notificante refere, a devolução é apenas aparente, na medida em que as receitas de serviço de sistema são contabilizadas como uma receita extra, a acrescer às receitas obtidas nos mercados diário e intradiários, para efeitos do cálculo da revisibilidade dos CMEC. Acresce que não existe revisibilidade para as centrais não abrangidas por compensações CMEC, o que sucede com aquelas que pertenciam ao extinto SENV e com a central hidroeléctrica de Alqueva.

<sup>147</sup>Conforme a informação enviada pela REN em Comunicação de 22/02/2008.

530. Por outro lado, e conforme publicado pela Notificante<sup>149</sup>, o mercado de serviços de ajuste de sistema, no caso do mercado espanhol, é uma fonte importante de receitas para as centrais em operação.

531. Este mercado deverá ganhar ainda maior significado com o crescimento da produção a partir de meios eólicos, volátil e difícil de prever, dado que tal suscita o crescimento da procura por parte do gestor de serviços de ajuste de sistema, com vista a melhor gerir as variações que a PRE eólica deverá experimentar.

532. Nestes termos, e atento ao facto da Notificante controlar a quase totalidade dos meios hidroeléctricos em Portugal, a posição da Notificante no mercado de serviços de ajuste de sistema não pode deixar de ser considerada como dominante.<sup>150</sup> Os elementos aduzidos a esta análise permitem também verificar que a presente operação de concentração se traduzirá num reforço dessa posição dominante, na exacta medida em que adquire o único activo hidroeléctrico de albufeira que não era por si detido.

533. A presente operação de concentração é susceptível de produzir efeitos sensíveis na concorrência, na medida em que reduz o número de operadores activos de 4 (3 se considerarmos que as duas centrais com CAE são oferecidas por um mesmo agente, ou seja, a REN Trading) para 3 (2 na mesma hipótese anterior).

534. Nessa medida, e para efeitos da presente operação de concentração entende a Autoridade da Concorrência que se reforça a capacidade da Notificante, para, segundo uma conduta unilateral, marcar o preço de equilíbrio no leilão competitivo que preside à negociação dos serviços de ajuste de sistema.

### **6.3. Mercado relacionado de comercialização de energia eléctrica ao cliente final**

535. Os incentivos em fazer subir os preços grossistas não se esgotam nos impactos que estes produzem na remuneração da produção auferida pela Notificante. De facto, não se pode ignorar o impacto que os preços grossistas da electricidade produzem nos custos de

---

<sup>148</sup> Conforme comunicação da Notificante de 25/02/2008.

<sup>149</sup> Vide as apresentações do Dia do Investidor publicadas no site da Notificante [www.edp.pt](http://www.edp.pt).

<sup>150</sup> Conforme salientado em vários Acórdãos do Tribunal de Justiça das Comunidades (*vide*, por exemplo Caso 85/76 – *Hoffmann-La Roche vs Comissão das Comunidades Europeias*, de 13.02.1979) uma empresa detém "posição dominante" quando se encontra numa posição de adoptar comportamentos, independentemente dos seus concorrentes, clientes, fornecedores e, em último caso, do consumidor final.

aprovisionamento de empresas, que concorrem com a EDP, ao nível da comercialização a clientes finais. Este efeito nas margens de comercialização tem como fundamento as seguintes características da comercialização de energia eléctrica<sup>151</sup>:

- os preços na comercialização retalhista são tipicamente fixos na duração do contrato – característica que mimetiza as tarifas reguladas, com as quais competem os comercializadores, que são fixadas anualmente;
- nenhuma das empresas que historicamente concorreu com a Notificante ao nível da comercialização (Endesa, Iberdrola, Union Fenosa) detém activos de produção em Portugal. Assim, um aumento de preços não transitório, em especial havendo separação de mercados frequente, reflecte-se integralmente na margem de comercialização desses agentes. De facto, não detendo produção em Portugal, os concorrentes da EDP na comercialização não têm possibilidade de compensar o efeito negativo na margem de comercialização com o efeito positivo que esse incremento de preços produziria nas margens de produção (que aufeririam caso se tratassem de empresas activas ao nível da produção).

536. O actual contexto regulatório da comercialização de energia permite notar o peso dominante do comercializador de último recurso - a EDP Serviço Universal - no fornecimento de energia a clientes finais. Em Dezembro de 2007, mais de 90% dos fornecimentos de electricidade foram realizados pelo comercializador de último recurso<sup>152</sup>.

537. A comercialização não regulada tem, deste modo, um peso reduzido. Ainda assim, neste segmento em particular, a EDP Comercial constituiu o principal operador, seja em número de clientes, seja em consumo médio anual da sua carteira de clientes<sup>153</sup>.

538. Embora as tarifas de energia praticadas pelo CUR sejam determinadas pela ERSE e não pela EDP, o modo como são fixadas e os mecanismos de ajustamento de desvios de facturação que existem não previnem os incentivos da Notificante em erguer os custos de rivais. De facto, cumpre notar que:

---

<sup>151</sup> A este respeito vide as Apresentações Anuais de Resultados da EDP dos últimos 4 anos, disponível em [www.edp.pt](http://www.edp.pt).

<sup>152</sup> ERSE, Mercado Liberalizado - Situação a Dezembro de 2007, disponível em [www.erse.pt](http://www.erse.pt).

<sup>153</sup> *Idem*.

- A tarifa regulada constitui elemento fundamental na definição de oportunidades de comercialização. Sendo o preço da energia eléctrica, reflectido na tarifa regulada, inferior aos preços grossistas, as oportunidades de comercialização são anuladas. Pelo contrário, descendo os preços grossistas a níveis inferiores àqueles definidos na tarifa regulada, geram-se oportunidades de comercialização a clientes finais;
- O comercializador de último recurso não enfrenta riscos comerciais. Havendo desvios entre os preços grossistas e o preço da energia reflectido na tarifa regulada, dos quais resultam desvios de facturação, estes são ajustados em períodos de facturação posteriores. Assim, qualquer aumento de preços induzido pela EDP, dado o seu poder de mercado na produção, não sendo recuperado no período tarifário corrente via tarifas, é susceptível de ser recuperado no período seguinte mediante ajustamentos.

539. Em suma, face a este conjunto de características, é possível constatar que, caso a EDP induza uma subida de preços grossistas (ou evite a sua descida a níveis inferiores aos estabelecidos nas tarifas), conseguirá aumentar os custos de rivais ou mesmo prevenir a sua entrada na comercialização retalhista.

540. Os custos de tal estratégia centrar-se-ão ao nível da carteira de clientes que a EDP dispõe no mercado liberalizado. De facto, sendo contratos a preço fixo, o aumento de preços reflectir-se-á negativamente na margem de comercialização desses contratos. Porém, esses efeitos negativos ocorrem apenas até à maturidade dos contratos – que tipicamente têm a duração de um ano – e limitam-se somente à energia a fornecer a esses clientes. Por outro lado, o sacrifício de lucros actuais pode ser mais que compensado, considerando os efeitos positivos que decorrem para a empresa, nomeadamente o benefício de ausência de concorrência na comercialização e o modelo de risco comercial nulo em que assenta a actividade do comercializador de último recurso.

541. Em suma, a Autoridade da Concorrência entende, para efeitos da presente operação de concentração, que a EDP tem incentivos, via preços grossistas, em aumentar custos de empresas concorrentes na comercialização de energia eléctrica.

542. Assim, considerando que o poder de mercado da Notificante, no que toca à formação do preço grossista é reforçado em resultado da presente operação de concentração, de tal reforço pode igualmente estimar-se o reforço da sua capacidade de erguer os custos de comercializadores concorrentes ao nível da comercialização de electricidade ao cliente final.

## VII – PARECER DA ERSE

543. Em 21 de Janeiro de 2008, a Autoridade da Concorrência solicitou, ao abrigo do artigo 39.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho, um pedido de Parecer à ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, o qual foi submetido em 13 de Fevereiro de 2008.

544. A ERSE, no seu parecer, refere que a análise da presente operação se encontra condicionada pela forma como se avalia a participação da EDP Produção no conjunto de activos de produção de energia eléctrica, fazendo notar que, em termos estruturais, nos últimos oito anos, o grupo EDP tem detido uma posição de domínio no mercado grossista de energia eléctrica em Portugal Continental.

545. Relativamente à dimensão geográfica do mercado, afirma a entidade reguladora que o número de horas do segundo semestre de 2007 em que ocorreu congestionamento da capacidade de interligação excedeu 80% das 4416 horas daquele semestre. Considera, assim, que este facto relativo à separação de mercados desde 1 de Julho de 2007, associado ao valor anual do consumo nacional satisfeito a partir de importação, que nunca ultrapassou os 15%<sup>154</sup>, permite, no mínimo, questionar a existência de um mercado, de facto, de âmbito ibérico.

546. Mais refere a ERSE que, mesmo que se pondere a ocorrência de um conjunto de circunstâncias especiais para justificar este elevado grau de separação dos mercados, como sejam a ocorrência de indisponibilidades não planeadas de centrais térmicas e a vigência de um período de seca relativa, não poderá deixar de se referir que esta situação não configura, ainda, o pretendido nível de integração do espaço peninsular.

547. Assim, conclui a entidade reguladora que o mercado geográfico relevante não pode, na actual conjuntura de mercado, considerar-se o espaço da Península Ibérica, como sustenta a

---

<sup>154</sup> Sem que nesses valores se consiga individualizar a energia eléctrica importada pelo grupo EDP para satisfação da carteira de clientes que detém no mercado liberalizado, nem a parcela das importações que possa provir de centrais detidas pelo grupo EDP em Espanha.

Notificante, uma vez que a realidade de actuação em mercado tem vindo a expressar um significativo *market splitting*, pelo que não se pode considerar que as pressões competitivas a que a EDP Produção está exposta provenham da totalidade dos agentes presentes no mercado diário do MIBEL.

548. Já no que respeita à argumentação, apresentada pela Notificante, de que a aplicação do princípio da reversibilidade constitui um mecanismo de disciplina concorrencial do Grupo EDP, por via do não incentivo a preços não concorrenciais, refere a ERSE que esta é contrariada pelo aumento do peso relativo da produção de energia eléctrica do grupo EDP que não se submete a tal princípio (produção não integrada no mecanismo dos CMEC), que representou, em 2006, cerca de [20-40]% da produção do grupo.

549. De facto, sublinha o regulador que a fixação de um preço de mercado acima do valor intrínseco à compensação pelo fim dos CAE, embora não gere ganhos adicionais às centrais incluídas no âmbito dos CMEC, permite que as centrais não incluídas nesse regime incorporem os ganhos respectivos pela fixação de tal preço.

550. A ERSE realça, ainda, que a dimensão das barreiras à entrada neste sector implica que não está sujeito a entrada livre, o que limita a contestabilidade do mercado. Neste sentido, refere que o exercício da actividade é condicionado pela necessidade de licenciamento administrativo prévio e pelo volume do investimento inicial, e que este sector se caracteriza pela existência de economias de escala muito significativas, não apenas na capacidade de diluição rápida dos custos fixos de entrada como também no acesso a mercados de energia primária.

551. As preocupações jus-concorrenciais manifestadas pela ERSE relativamente à operação de concentração ora em análise prendem-se, essencialmente, com a posição de domínio por parte do grupo EDP, o que configura a possibilidade deste agente, através de respectivas estratégias de actuação, poder actuar no sentido de limitar a integração dos mercados Português e Espanhol, daí podendo retirar rendas de equilíbrio não competitivo.

552. De acordo com a entidade Reguladora, a produção em regime ordinário representa uma parcela muito expressiva da produção hídrica total (93%, em 2007) e, neste contexto, o grupo EDP é hegemónico antes da presente operação de concentração. Ora, ao acrescentar a capacidade instalada no aproveitamento hidroeléctrico do Alqueva ao conjunto de centrais que já detém, a EDP Produção passa a dominar a totalidade da produção hídrica em regime ordinário existente em Portugal Continental.

553. Mais acresce o Regulador, que é necessário levar em consideração a importância da participação do aproveitamento hidroeléctrico do Alqueva no quadro de prestação de serviços de ajuste de sistema, os quais não se submetem a uma lógica de mercado de âmbito Ibérico, sendo geridos pela REN enquanto gestor de sistema, no quadro dos activos de produção de energia eléctrica existentes em Portugal Continental.
554. Segundo o Regulador, a concretização da operação implica, para os serviços de ajuste de sistema, uma diminuição do número de agentes participantes, restando unicamente, para além da EDP, a REN Trading enquanto participante neste mercado.
555. Considera, assim, a ERSE, que a gestão integrada de um vasto conjunto de activos de produção eléctrica confere ao grupo EDP incentivos de natureza contraditória: por um lado, possibilita a captação de sinergias e a maximização da eficiência global na afectação de recursos, em eventual benefício do consumidor de energia eléctrica por via de preços de mercado; e por outro lado, a possibilidade de melhor modular as estratégias de participação em mercado, no sentido da maximização das suas receitas próprias.
556. Este risco afigura-se particularmente significativo nas centrais hídricas, cuja formação do respectivo preço se encontra inserida num racional de maior subjectividade que aquele que se obtém para as centrais térmicas, uma vez que a valorização da água se faz, não por apuramento de um custo marginal directo, mas sim por uma regra de valorização de tecnologia que é substituída pelo despacho das centrais hídricas.
557. É, aliás, neste sentido, que a ERSE manifesta a sua preocupação de que, com a concretização da operação em análise, se acrescente ao portfólio da EDP a única central hídrica em regime ordinário cuja exploração não era efectuada por aquela entidade e que se poderia constituir um elemento comparativo da estratégia de oferta da produção hídrica em mercado.
558. A estas, acrescem preocupações que resultam das possibilidades de modulação da actividade de bombagem e da produção em regime especial detidas por um mesmo grupo económico no sentido de maximizar os benefícios globais de participação em mercado, quer actuando ao nível das quantidades de procura, quer ao nível da oferta parcial de cada tecnologia.
559. Em conclusão, afirma a ERSE que *“a consideração de um mercado geográfico relevante matizado no tempo implica que os efeitos da concretização da operação de concentração em*

*análise sejam, também eles, de ordem diversa quando integrados na perspectiva temporal. Assim, no imediato, esta operação corresponde a um reforço da posição de domínio do grupo EDP, com potenciais efeitos adversos na afirmação de uma concorrência na produção de energia eléctrica e consequências que poderão resultar em prejuízo dos consumidores finais. Contudo, num futuro que se antevê relativamente próximo (entre 2010 e 2012), quando se verificar a integração dos mercados nacional e Espanhol no contexto do MIBEL, a operação em causa proporciona um maior nivelamento dos operadores ibéricos na produção de energia eléctrica, facto este que poderá determinar uma maior pressão competitiva cruzada”.*

560. A ERSE recomenda assim que, no caso de eventual não oposição da Autoridade da Concorrência a esta operação de concentração, esta fique condicionada à:

- [CONFIDENCIAL]
- Obrigação da Notificante fornecer à ERSE, mensalmente e antecipadamente, as condições de operações previstas para a central do Alqueva, designadamente as cotas de exploração da albufeira, as aflúncias e os turbinamentos previstos, as curvas de valorização da água subjacentes à mencionada participação no mercado, bem como os critérios subjacentes à operação de bombagem, programas de indisponibilidades programadas e relatos de indisponibilidades acidentais;
- Obrigação da Notificante fornecer à ERSE, trimestralmente e antecipadamente, as condições de operação previstas para o aproveitamento hidroeléctrico do Pedrógão, designadamente as aflúncias e os turbinamentos previstos, bem como os correspondentes valores verificados para o trimestre precedente.

## VIII – COMPROMISSOS APRESENTADOS PELA NOTIFICANTE

### 8.1 Dos Compromissos

561. Na análise jus-concorrencial da presente operação de concentração, a Autoridade conclui que a mesma é susceptível de reforçar uma posição dominante, da qual resultam entraves significativos à concorrência efectiva nos mercados relevantes da produção de energia

eléctrica, no mercado de serviços de ajuste de sistema e no mercado relacionado de comercialização de energia eléctrica a clientes finais, todos em Portugal Continental.

562. Alegando o propósito de “permitir a esta autoridade a adopção de uma decisão o mais rapidamente possível, e ainda no decurso da fase instrutória do procedimento”,<sup>155</sup> nos termos do disposto na alínea b) do n.º 1 e n.º 3 do artigo 35.º da Lei da Concorrência, a Notificante apresentou um conjunto de compromissos, cujo texto e documentos agregados se encontram em anexo à presente decisão – Anexo I, constituindo parte integrante da mesma.

563. Cumpre, então, verificar de que modo as soluções apresentadas pela Notificante restabelecem as condições de concorrência efectiva, numa base duradoura, nos referidos mercados relevantes.

## 8.2 Da análise dos Compromissos

564. Nos termos do n.º 3 do artigo 35.º da Lei da Concorrência, que acolheu os ensinamentos da jurisprudência e prática decisória comunitárias, os compromissos devem assegurar a manutenção de uma concorrência efectiva nos mercados relevantes em causa, não permitindo, assim, que a operação notificada seja susceptível de criar, ou reforçar, uma posição dominante da qual possam resultar entraves significativos para a concorrência efectiva nos mercados considerados.

565. Refira-se, a este propósito, a jurisprudência comunitária consubstanciada no Acórdão proferido pelo Tribunal de Primeira Instância no Processo Gencor<sup>156</sup>, onde se estabelece que o objectivo dos compromissos consiste em impedir que a estrutura de mercado resulte afectada em consequência da operação de concentração.

566. Neste contexto, os compromissos de carácter estrutural são, regra geral, preferíveis a compromissos comportamentais. Na medida em que o compromisso estrutural permite criar as condições necessárias para a entrada de um novo concorrente, ou para reforço dos concorrentes existentes, considera-se que este tipo de compromisso é a forma mais eficaz de restabelecer a concorrência efectiva.

---

<sup>155</sup> Tal como decorre das Observações da Notificante proferidas em sede de Audiência dos Interessados, tal como referidas no Capítulo IX da Decisão.

<sup>156</sup> Acórdão do Tribunal de Primeira Instância, de 25 de Março de 1999, proferido no processo n.º T-102/96, Gencor Ltd. / Comissão, Colectânea 1999, II-753.

567. Esta Autoridade comunga ainda do entendimento<sup>157</sup> de que os compromissos deverão ser exequíveis e eficazes a curto prazo, não devendo, uma vez executados, exigir qualquer tipo de acompanhamento adicional.

### **8.3. Compromissos Propostos pela Notificante**

568. A Notificante, em 12 de Junho de 2008, apresentou uma proposta de Compromissos e obrigações à Autoridade da Concorrência, tendo em vista uma decisão de não oposição à operação, nos termos do disposto na alínea b) do n.º 1 e n.º 3 do artigo 35.º da Lei da Concorrência.

#### **8.3.1. Compromisso proposto pela Notificante**

569. O compromisso e obrigações propostos pela Notificante constam do Anexo I, sendo parte integrante da presente decisão, os quais se descrevem de seguida.

570. A Notificante propõe como compromisso, proceder à celebração de um Contrato de Gestão relativo às Centrais de Aguieira-Raiva pelo prazo de 5 (cinco) anos, recorrendo para o efeito aos instrumentos jurídicos admissíveis e que se revelem mais adequados ao caso concreto.

571. O Gestor com quem a EDP Produção irá celebrar o Contrato de Gestão deverá ser uma entidade independente do Grupo EDP, dispor das autorizações administrativas para gerir a capacidade de produção de energia eléctrica e para a venda de energia eléctrica produzida pelas Centrais de Aguieira-Raiva e ser comprovadamente dotada de recursos económicos, financeiros e humanos adequados, bem como possuir comprovada experiência e incentivos para poder vir a explorar as Centrais de Aguieira-Raiva como uma alternativa viável e competitiva nos mercados em questão.

572. A selecção do Gestor *supra* referida fica condicionada à aprovação da Autoridade da Concorrência, que decidirá de forma fundamentada tendo em consideração a verificação dos critérios enunciados, bem como a identidade do Gestor e a sua concreta posição na estrutura do mercado, a qual deverá garantir o efeito útil do Compromisso e consequente pluralidade de oferta de electricidade nos mercados.

---

<sup>157</sup> Ver neste sentido a Comunicação da Comissão sobre as soluções passíveis de serem aceites nos termos do Regulamento (CEE) n.º 4064/89 do Conselho e do Regulamento (CE) n.º 447/98 da Comissão (2001/C 68/03), de 02.03.2001.

573. A EDP Produção coloca ainda a possibilidade de, em simultâneo ou em momento posterior à celebração do Contrato de Gestão, acordar com o Gestor [CONFIDENCIAL].

574. O Contrato de Gestão a celebrar pela EDP Produção com o Gestor está sujeito a aprovação prévia pela Autoridade da Concorrência, e terá como elementos essenciais do negócio a aplicar, independentemente do modelo jurídico-contratual a utilizar, nomeadamente:

- i. Direito de o Gestor proceder, durante um período de 5 anos, à gestão da capacidade de produção das Centrais de Aguieira-Raiva, actuando com interesse próprio através de uma gestão independente do Grupo EDP e de acordo com as condições económicas do negócio;
- ii. Direito de oferta em mercado (diário, intradiário e serviços de ajuste de sistema) e optimização (despacho), [CONFIDENCIAL];
- iii. Durante o período de duração do Compromisso, a EDP Produção não pode adoptar [CONFIDENCIAL];
- iv. Pagamento pelo Gestor de uma renda [CONFIDENCIAL] por contrapartida do direito a [CONFIDENCIAL];
- v. Obrigação de o Gestor actuar de forma a observar, a todo o tempo, as obrigações resultantes dos Contratos de Concessão, da legislação e regulamentação aplicáveis e das determinações provenientes de autoridade administrativa competente; e
- vi. Prestação de serviços de operação e manutenção das Centrais de Aguieira-Raiva a ser efectuada pela EDP Produção. [CONFIDENCIAL].

575. Quanto à execução do Contrato de Gestão, a Notificante propõe os seguintes prazos e metodologias:

- i. A EDP Produção compromete-se a celebrar o contrato, no mais curto espaço de tempo e nunca depois de decorridos [CONFIDENCIAL] sobre a Data de Decisão, com terceiro independente do Grupo EDP aprovado pela Autoridade da Concorrência.
- ii. [CONFIDENCIAL] a EDP Produção outorgará a favor de mandatário aprovado pela Autoridade da Concorrência um mandato, [CONFIDENCIAL].

- iii. Os prazos relativos à intervenção da EDP Produção [CONFIDENCIAL], na respectiva vigência, serão prorrogáveis [CONFIDENCIAL], [CONFIDENCIAL] caso estes fundamentem o respectivo pedido perante a Autoridade da Concorrência, [CONFIDENCIAL].
- iv. [CONFIDENCIAL] após o início do prazo de [CONFIDENCIAL]. [CONFIDENCIAL – Informação relativa aos procedimentos tendentes à implementação dos Compromissos].

576. Enquanto o Contrato de Gestão não for executado, a EDP Produção assume as seguintes obrigações acessórias:

- i. Entre a [CONFIDENCIAL], e em relação a cada uma das Centrais de Aguieira-Raiva, a EDP Produção compromete-se a um conjunto de princípios de conduta em relação à gestão das mesmas Centrais no sentido de assegurar a sua viabilidade para efeitos do Contrato de Gestão a celebrar com o Gestor, reportando informação [CONFIDENCIAL].
- ii. Entre a [CONFIDENCIAL], e relativamente à Central de Alqueva, a EDP Produção compromete-se a enviar à Autoridade da Concorrência, [CONFIDENCIAL]:
  - i. Informação sobre [CONFIDENCIAL].
  - ii. Informação relativa [CONFIDENCIAL];
  - iii. Informação relativa [CONFIDENCIAL].

e numa base [CONFIDENCIAL],

iii. [CONFIDENCIAL].

577. A EDP produção compromete-se ainda a organizar e disponibilizar aos potenciais interessados um Dossier de Apresentação com informação suficiente sobre o funcionamento e produção das aludidas centrais, e a facultar-lhes prazos razoáveis de análise e decisão.

578. Quanto à selecção do mandatário, a EDP Produção entregará à Autoridade da Concorrência, [CONFIDENCIAL], uma lista [CONFIDENCIAL] entidades idóneas e de primeira ordem, [CONFIDENCIAL] com comprovada experiência ou conhecimento do sector eléctrico ou outras entidades comprovadamente especializadas no sector energético, a favor das quais, no seu entender, pode ser outorgado o Mandato [CONFIDENCIAL].

579. Para além da identificação sumária das entidades propostas, a lista deverá ser acompanhada, relativamente a cada uma destas entidades, dos seguintes elementos: (i) descrição dos serviços que estiverem a ser prestados ou que foram prestados ao Grupo EDP, [CONFIDENCIAL], (ii) plano de execução do Mandato, e (iii) documento onde se descreva a experiência da entidade em causa no sector energético.

580. Depois de receber a lista elaborada pela EDP Produção, a Autoridade da Concorrência aprovará todas as entidades propostas que considere idóneas para desempenhar as funções em causa, podendo recusar, fundamentadamente, todas ou alguma das entidades propostas pela EDP Produção.

581. Por último, em relação ao Contrato de Gestão, a EDP Produção manifesta o entendimento de que o mesmo não consubstancia uma operação de concentração. Uma vez terminado o respectivo prazo de duração, o Contrato de Gestão cessa os seus efeitos e a EDP Produção retomará a exploração das Centrais de Aguieira-Raiva de forma integral, livre e independente.

### **8.3.2. Posição da Autoridade da Concorrência face ao Compromisso proposto**

#### **Contrato de Gestão das Centrais de Aguieira-Raiva**

582. A central hidroeléctrica de Aguieira é um aproveitamento reversível (i.e. com capacidade para realizar operações de bombagem), cuja capacidade de produção ascende a 270 MW. Por seu lado, a gestão da central hidroeléctrica de Raiva, com 20 MW de capacidade de produção, encontra-se integrada com a central de Aguieira, na medida que a albufeira de Raiva corresponde ao contra-embalse a partir do qual as operações de bombagem de Aguieira são realizadas.

583. As capacidades de produção do conjunto Aguieira-Raiva e as suas características produtivas equivalem àquelas que se identificam no conjunto Alqueva-Pedrógão.

584. Porém, cumpre sublinhar três diferenças:

- As centrais de Agueira-Raiva e as centrais de Alqueva-Pedrógão estão localizadas em regiões diferentes, sujeitas a regimes anuais de precipitação diferenciados, com possíveis efeitos em termos da produção anual de cada conjunto de centrais;
- Estas centrais inserem-se em regimes de regulação distintos: as centrais de Agueira-Raiva encontram-se sujeitas ao mecanismo CMEC enquanto a central de Alqueva encontra-se em mercado e a central de Pedrógão está inserida no regime PRE;
- As centrais de Alqueva e Pedrógão, até final de 2011 (i.e. durante a vigência do Compromisso), serão objecto de reforço de potência, para o dobro da sua capacidade actual, enquanto que as centrais de Agueira e Raiva deverão manter a capacidade de produção presentemente existente.

585. Os elementos essenciais do Contrato de Gestão propostos no Compromisso conferem ao Gestor direitos de uso e de fruição, consubstanciados no Contrato, que equivalem à assunção do controlo das centrais de Agueira e Raiva, ainda que transitoriamente, no período de duração do contrato.

586. O desenho do Contrato, nos elementos essenciais que dele constarão, permitirão ao Gestor participar, de forma independente da EDP Produção, nos mercados de produção de energia eléctrica, na programação de operações de bombagem, bem como na participação no mercado de serviços de ajuste de sistema.

587. A análise do desenho previsto para o Contrato de Gestão das centrais hidroeléctricas que estarão sujeitas a tal mecanismo permite notar que o Compromisso se ajusta à mitigação dos efeitos jus-concorrenciais que resultam da presente operação de concentração, revelando a sua proporcionalidade, adequação e suficiência.

588. Em primeiro lugar, o Compromisso repõe um operador de mercado independente, como o era a EDIA no contexto prévio à operação de concentração, conforme resulta dos termos em que a gestão das centrais será realizada pelo Gestor.

589. Os critérios subjacentes à selecção do Gestor são de molde a assegurar a sua independência face à EDP. [CONFIDENCIAL].

590. Nesta medida, o Contrato de Gestão servirá para eliminar o reforço da capacidade de actuação estratégica da EDP na determinação dos preços, por via da operação de concentração.
591. Em segundo lugar, mesmo que se admita que as centrais de Agueira-Raiva, em termos anuais, possam produzir um valor superior ao conjunto Alqueva-Pedrógão, deverá ter-se em conta o reforço de potência destas últimas centrais durante a vigência do Compromisso. O reforço de potência da Central de Alqueva deverá aumentar a produção bruta anual desta central, enquanto que a produção líquida (produção bruta – energia bombagem) não deverá ser afectada, excepto em anos anormalmente húmidos. Nessa medida, considera-se que o Compromisso oferecido se revela proporcional face às preocupações jus-concorrenciais identificadas.
592. Em terceiro lugar, o Compromisso revela-se adequado face à tecnologia e características produtivas dos aproveitamentos que serão objecto do Compromisso, que são similares àquelas de Alqueva e Pedrógão.
593. Embora Agueira e Raiva estejam inseridas no regime de regulação da remuneração CMEC, que não abrange as centrais de Alqueva e Pedrógão, o modo como está desenhado o Compromisso não distorce os incentivos em mercado do Gestor, uma vez que este estará sujeito ao pagamento de uma renda [CONFIDENCIAL].
594. O valor da renda [CONFIDENCIAL], assim determinado, salvaguarda também os potenciais impactos financeiros no SEN do Contrato de Gestão face ao mecanismo CMEC. [CONFIDENCIAL].
595. Em quarto lugar, o período de duração do Contrato de Gestão – 5 anos, não renovável – revela-se suficiente para a concretização dos reforços de capacidade de importação bem como para a entrada de terceiros concorrentes na produção de energia eléctrica em regime PRO, não obstante a incerteza que subsiste ainda em relação ao momento em concreto em que tais factos ocorrerão.
596. Em face dos desenvolvimentos previstos ocorrer nos próximos 5 anos, a estrutura da oferta sofrerá significativas alterações, susceptíveis de atenuar a posição dominante ora observada pela Notificante no mercado da produção de energia eléctrica. Nessa medida, o prazo de 5 anos durante o qual será aplicado o Compromisso revela-se suficiente e adequado.

597. Em suma, de todo o *supra* exposto resulta que o Compromisso, atendendo à natureza da intervenção do Gestor nas centrais de Agueira-Raiva, à tecnologia em que as mesmas se inserem, às respectivas capacidades de produção e ao horizonte temporal de duração do Contrato de Gestão, é suficiente para afastar as preocupações jus-concorrenciais em matéria de reforço de uma posição dominante da EDP, da qual possam resultar entraves significativos à concorrência efectiva no mercado da produção de energia eléctrica, no mercado de serviços de ajuste de sistema e no mercado relacionado da comercialização de energia eléctrica ao consumidor final, todos de dimensão geográfica correspondente a Portugal Continental, de acordo com o entendimento da Autoridade da Concorrência.

#### **Calendário para a execução do Contrato de Gestão das Centrais de Agueira-Raiva**

598. Em relação ao calendário de execução do Compromisso, que no limite tomará [CONFIDENCIAL], este revela-se adequado face à natureza do Compromisso em causa, distinto dos compromissos do tipo leilão virtual de capacidade produtiva. De facto, a experiência que existe ao nível da implementação de compromissos relacionados com leilões virtuais de capacidade não tem paralelo face ao compromisso do Contrato de Gestão que se pretende implementar.

599. Refira-se que os leilões virtuais de capacidade produtiva, não obstante se revelarem potencialmente adequados à resolução de preocupações jus-concorrenciais relacionadas com o poder de mercado na formação dos preços, no caso presente, e face ao seu desenho, revelar-se-iam insuficientes para mitigar o reforço de posição dominante da EDP no mercado da produção de energia eléctrica, por via das operações de bombagem, e no mercado de serviços de ajuste de sistema.

600. No que respeita à metodologia de [CONFIDENCIAL].

601. Por outro lado, a metodologia que conduzirá à selecção do Mandatário, é suficiente para assegurar a sua efectiva independência face à Notificante [CONFIDENCIAL].

602. A consagração da possibilidade de [CONFIDENCIAL], tem como objectivo garantir a execução do Compromisso. [CONFIDENCIAL].

### **Obrigações acessórias**

603. A EDP Produção no período prévio à execução do Contrato de Gestão terá, ainda que transitoriamente, um reforço da sua posição de domínio nos mercados relevantes analisados.

604. Nessa medida, revelam-se adequadas as obrigações de reporte de informação, [CONFIDENCIAL], em relação à sua conduta em mercado, seja no que se refere à central de Alqueva, seja no que se refere às centrais de Aguieira e Raiva, considerando que deverá ser preservada a viabilidade destas últimas Centrais para a execução do Contrato de Gestão.

605. De facto, a informação que a EDP Produção fará chegar à Autoridade da Concorrência, revelará elementos importantes sobre a condução que a mesma faz dos seus activos hidroeléctricos, para além de ter um efeito dissuasor sobre eventuais estratégias orientadas para o aumento de preços.

606. Porém, importa notar que a monitorização a que se referem as obrigações acessórias não pretende substituir nem ter a eficácia que o Compromisso do Contrato de Gestão pretende assumir, aliás como resulta da análise do Capítulo VI da presente Decisão. O objectivo da monitorização pretende antes ter um efeito dissuasor, a título transitório, em relação a eventuais actuações estratégicas da EDP que levem a aumentos de preços, até que o Compromisso do Contrato de Gestor seja executado.

### **Natureza do Contrato de Gestão**

607. Como ponto prévio, não podemos deixar de referir que, não existindo prática decisória nacional quanto a esta questão jurídica, isto é, a de saber se um contrato de cedência temporária de gestão de capacidade de produção de energia eléctrica relativo a centrais hidroeléctricas, durante um período temporário de 5 anos, não renovável, se tem uma natureza concentrativa, ou não, não poderemos deixar de analisar a prática decisória comunitária quanto a este aspecto, atentos os princípios do paralelismo de redacção entre as legislações de concorrência nacionais e comunitária e o princípio da interpretação conforme ao Direito Comunitário, que assim o determinam.

608. Neste sentido, resulta, desde logo, da prática decisória comunitária, que a decisão sobre se um contrato de cedência temporária de gestão (“management agreement” ou “lease

agreement”) terá, ou não, uma natureza concentrativa é uma decisão casuística, atentas as características de cada caso em concreto, que assim determinam que o conteúdo do contrato possa consubstanciar uma operação de concentração, sujeita ou não, a notificação prévia, caso preencha os limiares de notificação.

609. A Autoridade da Concorrência, após análise dos critérios que a seguir se indicam, considera que, para efeitos da presente operação de concentração, o *supra* referido Contrato de Gestão tem uma natureza não concentrativa:

- (i) Em primeiro lugar, decorre do espírito dos n.º 1 e 3 do artigo 8.º da Lei da Concorrência, que o elemento caracterizador da noção de operação de concentração é a existência de uma “alteração duradoura” na estrutura de controlo de uma empresa ou de parte de uma empresa, aliás, em consonância com o regime aplicável às concentrações de dimensão comunitária<sup>158</sup>, sendo, por isso, necessário analisar se o Contrato de Gestão é susceptível de implicar uma “alteração duradoura” na estrutura de controlo das centrais hidroeléctricas de Aguieira-Raiva. Este aspecto de interpretação é comum, quer à prática decisória nacional quer comunitária. Mas, já a nível comunitário, a “alteração duradoura” implica que o Contrato de Gestão tenha de ter uma “duração bastante longa”<sup>159</sup> para que possa ter uma natureza concentrativa. Já a nível nacional, esta associação de critérios nunca foi efectuada, por nunca se ter revelado ser necessária;
- (ii) Em segundo lugar, no caso da operação de concentração em causa, a celebração do Contrato de Gestão surge como uma forma de implementar um Compromisso assumido pela EDP Produção perante a Autoridade da Concorrência, oferecido por parte da Notificante, e, nessa medida, como forma de viabilizar a adopção de uma decisão, por parte da Autoridade, que ponha termo ao referido procedimento; assim, o intuito e o alcance com que o Contrato é celebrado serão sempre pontificados por este objectivo preciso e definido e não pelo propósito da EDP Produção de alienar livre e autonomamente o controlo sobre as centrais de Aguieira-Raiva;
- (iii) Em terceiro lugar, tal Compromisso possui uma natureza intrinsecamente transitória, estando especificamente prevista a duração do Compromisso por um prazo de 5 anos. O prazo imposto para este compromisso, adoptado para obviar as preocupações jus-concorrenciais identificadas, baseia-se na verificação de expectativas sólidas de que

<sup>158</sup> Cfr. considerando 20 e artigo 3.º do Regulamento das Concentrações Comunitárias. Cfr. também parágrafo 7 da Comunicação Consolidada.

<sup>159</sup> Cfr. parágrafo 18 da Comunicação Consolidada.

ocorra um conjunto de transformações na estrutura da oferta no decurso da duração do Compromisso, nomeadamente no contexto do desenvolvimento do MIBEL – Mercado Ibérico da Electricidade (que já se encontra em funcionamento desde o segundo semestre de 2007).

No período que antecede estas alterações esperadas, a execução do Contrato de Gestão permitirá, durante o período da sua vigência, repor a estrutura de concorrência dos mercados da produção de energia eléctrica e dos serviços de ajuste de sistema, em termos que permitirão mitigar as preocupações jus-concorrencias identificadas, uma vez que passará a ser o Gestor, e não a EDP Produção, quem assumirá a gestão da capacidade de produção hidroeléctrica das centrais de Aguieira-Raiva e que essa gestão será feita no interesse do Gestor e com base em critérios económicos por si decididos.

Considerou-se um prazo de 5 anos, face aos elementos jus-concorrenciais hoje em presença, como suficiente para que se dê a entrada de terceiros na produção de electricidade e/ou o reforço da capacidade de importação;

- (iv) Em quarto lugar, no que respeita a duração do Contrato de Gestão, este tem uma duração predefinida, sem possibilidade de renovação. Quanto a este aspecto relativo ao quantum de duração do Contrato, a prática decisória da Comissão Europeia determina que para um contrato conferir controlo na aceção jus-concorrencial, ele deve – além de conduzir a um controlo da gestão e dos recursos da empresa em causa, análogo ao obtido pela aquisição de participações sociais ou de activos – «caracterizar-se por uma duração bastante longa»<sup>160</sup>, e aqueles, por prazos mais curtos, só “se esses acordos forem renováveis”<sup>161</sup>, e, no caso concreto, o período de 5 anos do Contrato de Gestão é um período curto, não renovável;
- (v) Em quinto lugar, faz-se notar que a prática decisória comunitária se revela casuística, tendo em conta as circunstâncias em concreto de cada caso, pois que de entre os precedentes a nível comunitário, não se vislumbram situações de operações de concentração em que o período de duração de controlo seja de 5 anos<sup>162</sup>, e os poucos

<sup>160</sup> Cfr. parágrafo 18 da Comunicação Consolidada.

<sup>161</sup> Cfr. parágrafo 28 da Comunicação Consolidada.

<sup>162</sup> Cfr. decisão da Comissão, de 20.07.2005, processo “COMP/M.3858 – Lehman Brothers / SCG / Starwood / Le Meridien”, onde os contratos de gestão em apreço tinham uma duração de 10 a 15 anos, tendo a Comissão expressamente considerado que uma situação de controlo exercida por um período de 3 anos não era suficiente para dar origem a uma operação de concentração (n.º 9 e nota de rodapé 2). Também neste sentido, veja-se a decisão da Comissão, de 30.04.2003, proferida no processo “COMP/M.2903 – DaimlerChrysler / Deutsche Telekom / JV”, n.º 12, em que um período de 12 anos foi considerado suficiente

casos em que a Comissão admitiu que um período desta magnitude pudesse conduzir a uma alteração duradoura na estrutura de controlo de uma empresa são aqueles em que os acordos em questão prevêem uma duração inicial de 5 anos, automaticamente renovada<sup>163</sup>.

- (vi) Em sexto lugar, em reforço do argumento da transitoriedade do Compromisso, cumpre referir que não compete ao Gestor adoptar decisões de índole estratégica de longo prazo, como decidir reforços de potência ou o encerramento das centrais.

610. Decorrente de todo o *supra* exposto, a equipa entende, para efeitos da presente operação de concentração, que dadas as peculiaridades associadas ao Contrato de Gestão em causa, ao contexto específico em que ele surge, enquanto Compromisso assumido pela EDP Produção com uma duração de 5 anos não renovável, como forma de viabilizar a adopção de uma decisão que ponha termo ao presente procedimento, possuindo uma natureza intrinsecamente transitória no período que antecede as alterações esperadas para os mercados relevantes em causa, este não deverá ser entendido como tendo uma natureza concentrativa, para efeitos do artigo 8.º da Lei da Concorrência.

611. Mais se entende que uma vez terminado o período de duração do Compromisso cessa a obrigação da EDP em manter as centrais de Agueiria-Raiva sujeitas ao Compromisso, podendo retomar a gestão das Centrais de Agueiria-Raiva, findo o termo do Compromisso.

## IX – AUDIÊNCIA PRÉVIA DOS INTERESSADOS

612. Na sequência dos Avisos publicados em cumprimento do artigo 33.º da Lei da Concorrência, a ENDESA foi constituída como Contra-Interessado nos termos dos artigos 33.º e 38.º da Lei da Concorrência. Todavia, como *supra* referido já no ponto 7, a ENDESA veio requerer a desistência da qualidade de contra-interessada no processo pelo facto de não ter mais interesse em intervir como contra-interessada, não pretendendo pronunciar-se em sede de audiência de interessados, pedido este que foi deferido pela Autoridade da Concorrência, nos termos do n.º 1 do artigo 110.º do CPA, e especialmente, atento o sentido e teor dos artigos

---

para originar uma alteração duradoura na estrutura de controlo das empresas em causa. Da mesma forma, no processo "COMP/M.2632 – Deutsche Bahn / ECT International /United Depots / JV", de 11.02.2002, apud Comunicação Consolidada, notas de rodapé 19 e 34, a duração do contrato em questão era de 8 anos.

<sup>163</sup> Cfr. processos "IV/M.152 – Volvo / Atlas", de 14.01.1992, n.º 8, e "COMP/M.2982 – Lazard LLC / Intesa BCI / JV", de 04.02.2003, n.os 7 e 14.

33.º e 38.º da Lei da Concorrência, que pretendem promover a participação de terceiros contra-interessados no procedimento e não obrigar os mesmos a participarem nele quando estes pretendem desistir dessa participação procedimental.

613. No âmbito do procedimento e atento o sentido da Decisão, foi realizada uma Audiência de Interessados escrita, nos termos do n.º 1 do artigo 38.º da Lei da Concorrência, tendo a Notificante apresentado Observações, em 23 de Junho de 2008, estruturadas em torno de duas áreas.

614. A primeira, respeitante a uma questão prévia, tecendo Observações reiterando a sua discordância quanto às Conclusões da Autoridade no que respeita à existência de uma operação de concentração sujeita à obrigatoriedade de notificação prévia. Trataremos estas questões sob o Ponto A. do presente Capítulo.

615. A segunda, referente já às Conclusões da Autoridade resultantes da instrução realizada no âmbito do presente procedimento, concernentes à delimitação do mercado relevante da produção de energia eléctrica, bem como à avaliação jus-concorrencial efectuada do mesmo, reiterando a sua discordância, quanto ao sentido e teor da análise efectuada pela Autoridade nestas matérias, confirmando, todavia, os Compromissos apresentados em sede de instrução. Trataremos estas questões sob o Ponto B. do presente Capítulo.

**A. Observações apresentadas quanto às Conclusões da Autoridade no que respeita à existência de uma operação de concentração sujeita à obrigatoriedade de notificação prévia**

616. Nas Observações apresentadas, a Notificante reitera a sua discordância face às Conclusões da Autoridade no que respeita à existência de uma operação de concentração sujeita à obrigatoriedade de notificação prévia.

617. Considera a Autoridade que não foram apresentados elementos novos susceptíveis de alterar o sentido de decisão proposto quanto a esta matéria.

618. Sem prejuízo de os argumentos ora apresentados pela EDP Produção traduzirem a sua posição expressa durante o procedimento, remetendo a Autoridade o seu entendimento para o Capítulo III da Decisão, no qual se debatem de forma ampla as diferentes posições, deve procurar-se nesta fase esclarecer alguns pontos que foram suscitados pela EDP Produção na Audiência de Interessados.

619. Das Observações apresentadas pela EDP Produção resultam algumas considerações que importarão analisar, designadamente, face:

- a) Aos “direitos históricos” da EDP e, mais concretamente, face ao facto de estes decorrerem no entender da Notificante da concessão atribuída à C.P.E. em 1973;
- b) Aos Pareceres do Professor Doutor [CONFIDENCIAL], juntos ao processo pela Notificante e que corroboram, no entender desta, a sua posição;
- c) Ao facto de os direitos transmitidos no Contrato celebrado, que espoleta a notificação da operação, se reportarem a uma concessão atribuída à EDIA pelo Estado apenas dias antes, donde não se poderia daí inferir ter existido controlo duradouro por parte desta do Alqueva, inexistindo conseqüentemente uma operação de concentração.

**(a) Análise dos direitos da EDP acautelados pelo Estado**

620. Nas observações apresentadas, a EDP Produção começa por afirmar que a Autoridade entenderia que *“Contrato celebrado se encontra unicamente alicerçado nas disposições constantes do Decreto-Lei n.º 313/2007, de 17 de Setembro. Assentando neste pressuposto – que a nosso ver [EDP] é errado e que não está em conformidade com a posição sustentada pela EDP Produção –, chega a Autoridade à conclusão de que inexistia, à luz do referido diploma, qualquer título jurídico para a EDP proceder à exploração da componente hidroeléctrica do EFMA, uma vez que as normas de 1995 e 2001 para onde o Decreto-Lei n.º 313/2007 remete a propósito da exploração indirecta dos aproveitamentos em causa estariam revogadas à data”* – cf. parágrafo 15 das Observações da EDP Produção.

621. Prossegue a EDP Produção, sustentando que *“A EDP Produção não pode concordar com esta avaliação da Autoridade, desde logo porque a génese e o fundamento do Contrato outorgado em 2007 residem na atribuição originária da concessão hidroeléctrica do empreendimento de Alqueva à Companhia Portuguesa de Electricidade, em 1973, que não estava seguramente revogada em 2007 nos termos em que a Autoridade pretende, até porque, como observámos já, a Autoridade nem sequer faz referência a esta concessão originária no seu Projecto de Decisão”*.

622. A primeira nota que importa fazer, no sentido de *clarificar* a posição da Autoridade quanto a esta matéria, é que conforme resulta da redacção do Contrato submetido pela Notificante, o mesmo se encontra efectivamente alicerçado na autorização prevista no artigo 4.º do anteriormente referido Decreto-Lei n.º 313/2007.
623. Nos termos do Considerando O) do Contrato afirma-se expressamente que a celebração deste decorre das “[CONFIDENCIAL]” nos *números* 1 e 2 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 313/2007. Como se refere no ponto 76 da Decisão. A terminologia utilizada não é despidianda, na medida em que, como referido, a EDIA não tem qualquer obrigação legal de explorar a concessão por intermédio de outra sociedade, tratando-se, nos termos das normas referidas, de uma mera faculdade atribuída pela lei (cf. artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 313/2007).
624. No mesmo sentido, a Cláusula 4.ª do *Contrato* estabelece que a EDIA “[CONFIDENCIAL]”.
625. Já nos termos da Cláusula 5.ª do Contrato, a EDIA [CONFIDENCIAL].
626. Estas afirmações foram *proferidas* em sede de análise do Contrato que espoletou a notificação da operação, sendo o Decreto-Lei 313/2007 precisamente o culminar do processo de sucessão de diplomas legislativos que foi tratando a questão dos “direitos adquiridos”.
627. Independentemente da análise do Contrato, e como decorria já do parágrafo 28.º do Projecto de Decisão, a Autoridade começou por analisar esta questão partindo do principal argumento suscitado pela EDP Produção, que sempre enfatizou que o Estado Português acautelou e assegurou desde há mais de 30 anos, através de diversos instrumentos legislativos, administrativos e contratuais, o direito da EDP a explorar os aproveitamentos hidroeléctricos de Alqueva e Pedrógão e a utilizar os respectivos recursos hídricos associados.
628. Empreendeu a Autoridade uma análise exaustiva, em permanente diálogo com a Notificante, sobre esta questão. Não obstante, e como perpassa claramente da Secção 3.4.1. da Decisão, a Autoridade não confunde os reclamados “direitos adquiridos” com o controlo – na acepção do artigo 8.º da Lei da Concorrência – adveniente da formalização do Contrato, que necessariamente está sujeito ao controlo prévio de concentrações, pelas razões que amplamente se expressaram em momento anterior.

629. A verdade é que independentemente de concluirmos pela existência de um direito adquirido da EDP a contratar por ajuste directo a exploração futura do Alqueva, o controlo dos activos que daí decorre não se encontrava na sua esfera até à celebração do Contrato.
630. Com se enfatizou *supra*, o escopo do controlo de concentrações é apreciar as alterações na estrutura do mercado. E a verdade é que sem prejuízo das diferentes interpretações que o tratamento legislativo dado a esta matéria ao longo de trinta anos possa merecer, o controlo do Alqueva antes da Celebração do Contrato, e o que este activo representava em termos de volume de negócios ou quota de mercado não eram incluídos, naturalmente, na esfera de actividade da EDP Produção. A incorporação daqueles activos e o que eles representam na esfera da EDP Produção acarreta uma alteração na estrutura de mercado, que importa analisar à luz do controlo de concentrações.
631. Como resulta da própria Notificação, a EDP Produção admite que na sequência da celebração do Contrato reforça a sua quota de mercado, do mesmo modo que ao seu próprio volume de negócios acrescerá agora o montante realizado por aqueles activos, no que se traduz na alteração da estrutura de mercado referida.
632. Todavia, pela complexidade da questão legislativa e atento o facto de [CONFIDENCIAL], importava analisar aturadamente toda a evolução legislativa e conteúdo dos reclamados “direitos adquiridos” para concluir, ou não, por uma possível existência de controlo anterior.
633. As conclusões alcançadas após análise de todos os elementos carreados para o processo são já conhecidas da EDP Produção: a Autoridade entende que esta empresa não detinha em momento anterior o controlo do Alqueva, o qual é adquirido apenas com a celebração do Contrato, o que consubstancia uma operação de concentração sujeita à obrigatoriedade de notificação prévia, atento o preenchimento dos requisitos elencados no artigo 9.º da Lei da Concorrência.
634. Sem prescindir, e quanto a esta questão suscitada pela EDP Produção – que, reitera-se, não é susceptível de permitir concluir pela existência de controlo anterior, porquanto era a EDIA a entidade gestora e exploradora do Alqueva e era a EDIA a entidade concessionária que por via do Contrato transferiu os direitos para a EDP Produção – importa tecer algumas considerações adicionais.
635. Da sucessão de diplomas legislativos que regularam esta matéria não é fácil depreender que direitos assistem à EDP Produção. Não se estranhará esta dúvida, já que foi a própria

Notificante quem encomendou em 2006 – em momento anterior a esta operação – um Parecer ao Professor Doutor [CONFIDENCIAL] para que este exprimisse a sua opinião precisamente sobre o âmbito e conteúdo dos direitos da EDP sobre o Alqueva, atenta a evolução legislativa operada. A única certeza é que desses “direitos adquiridos” não resultava o controlo dos activos, antes se devendo falar de uma expectativa ou direito a contratar por ajuste directo a exploração futura do Alqueva (que naquela data ainda nem estava construído).

636. Efectivamente, é impossível compatibilizar que, como sustenta a EDP Produção, do artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 116/73 resulte que *“fica reconhecida à C.P.E. a qualidade de concessionária do aproveitamento hidroeléctrico do rio Guadiana, nos escalões de Alqueva e Rocha da Galé, independentemente do caderno de encargos da concessão”* e que, por outro lado e em contradição, nos termos do n.º 1 do artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 313/2007 seja ***“atribuída à EDIA — Empresa de Desenvolvimento e Infra -Estruturas do Alqueva, S. A. (EDIA), nos termos do n.º 3 do artigo 4.º do Decreto -Lei n.º 311/2007, de 17 de Setembro, e da alínea a) do n.º 3 e do n.º 4 do artigo 68.º da Lei n.º 58/2005, de 29 de Dezembro, respectivamente, a concessão da gestão e exploração do empreendimento de fins múltiplos de Alqueva (EFMA) e a concessão da utilização privativa do domínio público hídrico do EFMA”*** - realce nosso.
637. Afigura-se igualmente difícil compatibilizar aquela posição de concessionária atribuída à C.P.E. em 1973 com a republicação dos Estatutos da EDIA em 2001:

- a) Logo no Preâmbulo do Decreto-Lei n.º 335/2001 se afirmava que *“tendo em consideração que, a partir de 2002, as infra-estruturas integradas no EFMA irão sendo sucessivamente concluídas, viabilizando o arranque da respectiva exploração, impõe-se agora clarificar aspectos fundamentais relacionados com a envolvente económica e financeira de todo o projecto, designadamente tendo em vista o imperativo de assegurar uma eficiente afectação de recursos que garanta a sustentabilidade económica da EDIA a longo prazo”*, pelo que importava redefinir *“o âmbito de intervenção da EDIA, cometendo-lhe responsabilidades concretas nos domínios da concepção, execução, construção, gestão e exploração das infra-estruturas integrantes do sistema primário”*.
- b) O artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 33/95 passou a ter a seguinte redacção *“1 — A gestão, exploração, manutenção e conservação das infra-estruturas integrantes do sistema primário do empreendimento é concedida a uma sociedade que*

*reveste a natureza de sociedade anónima de capitais exclusivamente públicos [EDIA]”, sendo que nos termos da alínea c) do n.º 1 do artigo 2.º, a EDIA teria por objecto social “A gestão, exploração, manutenção e conservação das infra-estruturas que integram o sistema primário do empreendimento”;*

- c) Nos termos do n.º 4 do artigo 2.º agora referido, *“A exploração da componente hidroeléctrica das infra-estruturas integrantes do sistema primário do empreendimento será objecto de contratualização com a CPPE — Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade, S. A., no respeito pelo disposto no contrato de concessão entre o Ministro do Ambiente e do Ordenamento do Território e a Empresa de Desenvolvimento e Infra-Estruturas de Alqueva, S. A. [EDIA], e no Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, com as alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 56/97, de 14 de Março, que estabelece as bases da organização do Sistema Eléctrico Nacional”.*

638. Há uma incompatibilidade entre estas disposições, que atribuem a gestão, a exploração e a concessão do Alqueva à EDIA, e a posição de concessionária originária reclamada pela EDP desde 1973.

639. Por outro lado, a EDP Produção não contestou agora, nem em momento anterior, a posição da EDIA na qualidade de concessionária (veja-se, por exemplo, que em momento anterior, e como se analisa detalhadamente no primeiro Parecer do Professor Doutor [CONFIDENCIAL]<sup>164</sup>.

640. A EDP avança uma explicação para a atribuição à EDIA da concessão do Alqueva (sendo que reitera que a concessão do Alqueva foi atribuída à EDP em 1973, não sofrendo os direitos daí advenientes qualquer alteração). No ponto 50 das Observações, afirma a EDP Produção que a atribuição da concessão à EDIA resulta do facto de a gestão e exploração de todas as infra-estruturas integrantes de um empreendimento de fins múltiplos, assim como os direitos de utilização privativa do respectivo domínio público hídrico terem de ser, *“em primeira linha, atribuídos em bloco, pelo Ministro do Ambiente, à entidade gestora do empreendimento [a EDIA]. Só num segundo momento e depois de devidamente habilitada para o efeito, pode esta entidade gestora ceder ou sub-concessionar a um terceiro a gestão e exploração das infra-estruturas integrantes do empreendimento”.*

---

<sup>164</sup> Cf. Parecer junto pela EDP, do Professor Doutor [CONFIDENCIAL], página 25.

641. A questão é que isto resulta, como refere a EDP Produção no ponto 52 das Observações, num imperativo legal, precisamente porque era já a EDIA que vinha desempenhando o papel de entidade gestora e exploradora do Alqueva, como sustentado pela Autoridade.
642. Resulta para a Autoridade inequívoco que sendo a EDIA a entidade detentora dos direitos de gestão e exploração do Alqueva, e a entidade à qual foi atribuída pelo Estado, em exclusivo, a concessão – por imperativo legal, como se referiu – era esta quem detinha o controlo dos activos objecto da operação de concentração.
643. O que sempre se procurou acautelar foi a expectativa jurídica da EDP a contratar no futuro a exploração do Alqueva, não detendo, antes desse momento e da formalização desse direito, qualquer influência determinante – na acepção do artigo 8.º da Lei da Concorrência – sobre os activos em causa.
644. Efectivamente, o artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 313/2007 apenas estabelece a possibilidade de no caso de a EDIA decidir não explorar directamente a concessão, e havendo acordo com a EDP, poder esta assumir esse papel, face aos “direitos adquiridos”.
645. A transmissão daqueles direitos, operada com a celebração do contrato, configura uma alteração sobre o controlo dos activos, que consubstancia uma operação de concentração.
646. Dever-se-á concluir reiterando que em momento algum do procedimento demonstrou a EDP Produção que dos reclamados “direitos adquiridos” resultava o controlo dos activos em causa (para tanto tendo de afastar necessariamente o controlo exercido pela EDIA, atenta a sua qualidade legal, não contestada, de entidade gestora e exploradora do Alqueva. Do mesmo modo, em nenhum momento do procedimento, afastou a EDP Produção a possibilidade legal contida no artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 313/2007 de a EDIA poder explorar directamente a concessão, não estando obrigada a contratar com a EDP, ou o facto de esta ser, pelo menos desde 2001, a entidade à qual legalmente foi atribuída a gestão e exploração do Alqueva e com a qual o Estado outorgou o contrato de concessão em 2007.
647. A Autoridade não contesta – nem tem de contestar – que à EDP assista o direito a contratar por ajuste directo com a EDIA a transferência dos direitos emergente da concessão atribuída a esta última, mas não vislumbra que daí se possa inferir, à luz da Lei da Concorrência, um controlo daqueles activos, exercido pela EDP.

**(b) Dos Pareceres do Professor Doutor [CONFIDENCIAL]**

648. Afirma a EDP Produção nas suas Observações que a Autoridade não refere na Decisão que foram carreados para o processo dois Pareceres do Professor Doutor [CONFIDENCIAL]<sup>165</sup>, que darão razão à EDP Produção quanto a esta divergência com a Autoridade.
649. Uma primeira nota que importará fazer é que a Autoridade analisou, naturalmente, os Pareceres submetidos, tal como todos os demais elementos e informações que o processo compreende.
650. Os argumentos da EDP Produção, e que resultam do conjunto de documentos submetidos à Autoridade, estão devidamente identificados na Decisão e mereceram nesta sede, como ao longo de todo o procedimento, uma análise aturada e pronúncia expressa pela Autoridade.
651. No que concerne directamente aos Pareceres, importará fazer duas notas prévias. A primeira para dizer que nenhum dos Pareceres submetidos conclui que dos “direitos adquiridos” reclamados pela EDP Produção, resultasse já o controlo do Alqueva, nos termos e para os efeitos da aplicação da Lei da Concorrência e que, nessa medida, inexistisse uma operação de concentração sujeita à obrigatoriedade de notificação prévia.
652. A segunda nota, igualmente relevante, visa clarificar que nenhum dos Pareceres conclui que os “direitos adquiridos” da EDP resultam apenas da concessão atribuída à CPE e que se mantiveram imutáveis até ao momento actual, em particular face ao Decreto-lei n.º 313/2007.
653. É precisamente porque há uma incompatibilidade entre as normas que atribuem a concessão em 1973 à CPE e a posição de concessionária entretanto atribuída pelo Estado à EDIA – a qual era já, legalmente, a entidade gestora e exploradora do Alqueva – que o primeiro Parecer analisa [CONFIDENCIAL] atentas as expectativas jurídicas criadas, desde logo por via de instrumentos contratuais e também pelas referências legislativas à futura contratualização da exploração do Alqueva.
654. Como se refere no primeiro Parecer, não se olvidará que a Central Hidroeléctrica do Alqueva “[CONFIDENCIAL]” – cf. Parecer, página 20.

---

<sup>165</sup> Os dois Pareceres em causa foram juntos ao processo, o primeiro, com a notificação da operação, e o segundo, por comunicação da Notificante de 28 de Março de 2008, respectivamente.

655. Daqui decorreria que, pelo menos, haveria de se concluir que o aproveitamento do troço de rio internacional, concessionado à CPE em 1973 não se confundirá com o conjunto de activos que agora são transferidos com a celebração do Contrato.
656. É na sequência da evolução legislativa ocorrida que o primeiro Parecer [CONFIDENCIAL]. Como refere o Professor Doutor [CONFIDENCIAL], esta solução seria o meio “[CONFIDENCIAL]” – cf. Parecer, páginas 25 e 26.
657. Esta posição não parece muito distante da posição defendida pela Autoridade, que entende que a EDP apenas teria uma expectativa jurídica ou um direito a contratar no futuro a exploração do Alqueva, nenhum controlo desses activos se podendo inferir em momento anterior.
658. O que a EDP pretendia saber quando solicitou o primeiro Parecer era “[CONFIDENCIAL]”.
659. Como logo se referia no início desta secção, o Parecer não responde à questão de saber se daqueles “direitos adquiridos” decorria já o controlo do Alqueva pela EDP Produção, em momento anterior à celebração do Contrato, para efeitos de aplicação da Lei da Concorrência, nem concluía que os “direitos adquiridos” à celebração do Contrato se encontram alicerçados, de forma imutável, na concessão de 1973, antes se fundando esses direitos no conjunto de diplomas que procuraram acautelar os interesses da EDP e em particular no conjunto de instrumentos de natureza contratual celebrados.
660. Como se compreenderá, à Autoridade compete dirimir a questão da existência ou inexistência da obrigatoriedade de notificação prévia da operação realizada através da celebração do Contrato, por via do qual se pode entender haver – como entende a Autoridade – ou não – como defende a EDP Produção – uma alteração do controlo sobre o Alqueva e, conseqüentemente, uma alteração sobre a estrutura do mercado que importava analisar.
661. Competia igualmente à Autoridade compulsar a sucessão de diplomas legislativos para tentar concluir pela existência ou não de um conjunto de direitos adquiridos dos quais já resultasse o controlo pela EDP Produção dos activos ora transferidos pela EDIA por via do Contrato, já que apenas nesse caso inexistiria uma alteração de controlo. Nesse sentido, concluiu-se que a sucessão de diplomas legislativos, não sendo clara quanto à natureza legal dos “direitos” da EDP e respectivo conteúdo, permitia pelo menos responder com clareza àquela questão,

devido a Autoridade concluir que apenas com a celebração do Contrato passou a EDP Produção a deter o controlo do Alqueva, até aí gerido e explorado pela EDIA.

662. No que respeita ao segundo Parecer, submetido pela EDP Produção para esta operação de concentração, igualmente subscrito pelo Professor Doutor [CONFIDENCIAL], deve igualmente concluir-se que o mesmo não analisa a questão de saber se dos “direitos adquiridos” se poderia inferir já o controlo dos activos pela EDP Produção, na acepção da Lei da Concorrência e, nesse sentido, concluir pela inexistência de qualquer alteração sobre o controlo dos activos e na estrutura de mercado.

663. Sem prescindir, analisa-se ainda a questão da natureza dos “direitos adquiridos”.

664. O que parece resultar do segundo Parecer é que “[CONFIDENCIAL]” – cf. página 18.

665. Como enfatiza o Parecer, trata-se de um “[CONFIDENCIAL]” – cf. página 19 –, ou seja, em consonância com o primeiro Parecer, um “[CONFIDENCIAL]” – cf. página 26 – ou a violação das “[CONFIDENCIAL]” – cf. página 36.

666. Efectivamente, o segundo Parecer também não analisa a questão referente ao facto de sobre a EDIA, enquanto entidade gestora e exploradora do Alqueva e detentora da concessão, não impender qualquer obrigação legal de contratar com a EDP, permitindo-lhe o artigo 4.º do Decreto-lei n.º 313/2007 a exploração directa da concessão.

667. Afirma-se no Parecer que “[CONFIDENCIAL]”. Isto porque [CONFIDENCIAL]. Sucede que o Parecer logo esclarece que, [CONFIDENCIAL] – cf. página 22.

668. Com todo o respeito, não podemos concordar. [CONFIDENCIAL].

669. O que resulta claro é que [CONFIDENCIAL]. Independentemente da análise desta questão, parece legítimo reiterar a conclusão, que aquele direito apenas poderia traduzir a expectativa a contratar, mas não permite inferir a existência de controlo, nos termos e para os efeitos do artigo 8.º da Lei da Concorrência. Esta conclusão não é desmentida pelo Parecer que não se debruça sobre essa matéria.

### **(c) Questão da concessão atribuída à EDIA em 2007**

670. Nas Observações apresentadas, a EDP Produção afirma que a concessão que é objecto do Contrato, apenas havia sido atribuída à EDIA 7 (sete) dias antes da celebração do mesmo, pelo que não se poderia inferir haver controlo duradouro daquele conjunto de activos.

671. Como se enfatizou em momentos anteriores, e como resulta dos instrumentos legais compulsados e dos próprios Pareceres do Professor Doutor [CONFIDENCIAL], a gestão e exploração do Alqueva foram legalmente cometidos à EDIA – como referia a própria EDP Produção, por imperativo legal.

672. Nesta medida, a questão de saber quem detinha o controlo na acepção da Lei da Concorrência já se encontra respondida: era a EDIA enquanto entidade gestora e exploradora do Alqueva.

673. A título ilustrativo, deve acrescentar-se que [CONFIDENCIAL]<sup>166</sup>.

674. [CONFIDENCIAL – Informação sobre o Contrato celebrado entre a EDP Produção e a EDIA]<sup>167</sup>.

675. [CONFIDENCIAL – Informação sobre o Contrato celebrado entre a EDP Produção e a EDIA]<sup>168,169</sup>.

676. Do mesmo modo e no mesmo sentido, deve ainda notar-se [CONFIDENCIAL].<sup>170</sup>

677. Esse [CONFIDENCIAL] envolve uma decisão estratégica de planeamento de longo prazo para a exploração da Central Hidroeléctrica de Alqueva, o qual tem tradução em sede do Contrato celebrado entre a EDIA e a EDP Produção a 24 de Outubro de 2007, já referido, nomeadamente na sua cláusula 7.ª, na qual a EDP Produção se compromete em relação ao reforço de potência nos termos acordados com a EDIA.

678. O tipo de actuação descrita, com carácter meramente exemplificativo, enquadra-se precisamente nos poderes que advêm, na acepção da Lei da Concorrência, do controlo dos activos em causa.

---

<sup>166</sup> [CONFIDENCIAL] Comunicação da Notificante de 24/03/2008.

<sup>167</sup> *Idem*.

<sup>168</sup> Cfr. Comunicação da Notificante em 24/03/2008.

<sup>169</sup> [CONFIDENCIAL] Comunicação da Notificante de 24/03/2008.

<sup>170</sup> [CONFIDENCIAL] Comunicação da Notificante de 24/03/2008.

679. Num plano formal, é efectivamente a EDIA a entidade que no momento em que celebra o Contrato é titular da Concessão (que apenas traduz a outorga pelo Estado da posição já detida, pelo menos e num plano legal, desde 2001, de entidade gestora e exploradora do Alqueva).

680. Por último, não demonstrou a EDP Produção como é que, legalmente, a EDIA pode deter a concessão do Alqueva, a EDP Produção pode ter a mesma concessão (que subsistiria desde 1973), e ambas celebram por acordo um contrato em que a primeira cede à segunda os direitos que esta, numa lógica silogística, já deveria deter.

### **Conclusão**

681. Da Audiência de Interessados realizada não resultaram elementos susceptíveis de infirmar as Conclusões da Autoridade e alterar o sentido de Decisão proposto.

### **B. Observações apresentadas quanto às Conclusões da Autoridade resultantes da instrução realizada no âmbito do presente procedimento, concernentes à delimitação do mercado relevante da produção de energia eléctrica, bem como à avaliação jus-concorrencial efectuada referente ao mesmo mercado.**

682. Nas Observações apresentadas, a Notificante reitera a sua discordância face às Conclusões da Autoridade no que respeita à delimitação do mercado relevante da produção de energia eléctrica, bem como à avaliação jus-concorrencial efectuada referente ao mesmo mercado, confirmando, todavia, os Compromissos apresentados em sede de instrução, como acima havíamos referido.

683. Considera a Autoridade que não foram apresentados elementos novos susceptíveis de alterar o sentido de decisão proposto quanto a estas matérias.

684. Sem prejuízo de os argumentos ora apresentados pela EDP Produção traduzirem a sua posição expressa durante o procedimento, remetendo a Autoridade o seu entendimento para os Capítulos V e VI da Decisão, que tratam dos Mercados Relevantes e da Avaliação Jus-Concorrencial, respectivamente, no qual se debatem de forma ampla as diferentes posições, deve procurar-se nesta fase esclarecer alguns pontos que foram suscitados pela EDP Produção na Audiência de Interessados, em relação a cada uma das matérias elencadas.

685. A Autoridade da Concorrência procederá à análise das Observações da Notificante, respeitando a ordem das matérias tratadas nos pontos j) e seguintes da secção 6. correspondente às Conclusões das Observações da EDP Produção.

**(a) Do entendimento da Autoridade da Concorrência quanto à delimitação do mercado relevante da produção de energia eléctrica**

686. Nas suas Observações a EDP Produção afirma que não concorda com a definição do mercado relevante referente à produção de energia eléctrica apresentada pela Autoridade da Concorrência, considerando que a análise que esta realiza *"não toma em devida consideração as alterações que modificam de forma estrutural o sector eléctrico ibérico"* – cf. ponto j) das Observações. Acrescenta, que a *"inflexibilidade na definição de mercado de produto relevante apresentada pela Autoridade da Concorrência, e segundo a qual a produção de energia eléctrica em regime de PRO e PRE deve integrar o mesmo mercado relevante por a primeira sofrer influências desta última, não encontra suporte no real funcionamento da actividade de produção, mantendo-se tal entendimento num nível puramente teórico que se afasta, inclusive, dos princípios básicos para definição de mercado relevante definidos pela Comissão Europeia"* – cf. ponto j) das Observações da EDP Produção.

687. Já relativamente à definição de mercado relevante geográfico, a EDP Produção mantém o seu entendimento quanto à dimensão nacional da produção de energia eléctrica em regime especial, fundamentando que tal decorre *"do facto deste segmento de mercado se caracterizar pela regulação administrativa nacional a que está sujeito – e à dimensão ibérica do mercado de produção de energia eléctrica em regime ordinário, considerando como válidos todos os argumentos apresentados durante o procedimento."* – cf. ponto k) das Observações da EDP Produção.

688. Importa realçar, como nota prévia, que a Notificante não teceu quaisquer Observações quanto às Conclusões da Autoridade relativamente à delimitação dos mercados do produto e geográfico respeitantes ao mercado relevante de serviços de ajuste de sistema, bem como quanto ao mercado relacionado de comercialização de energia eléctrica ao cliente final, apenas expressando o seu desacordo quanto ao mercado relevante da produção de energia eléctrica.

689. Assim, e no que concerne a definição de mercado de produto adoptada pela Autoridade da Concorrência, esta tem como fundamento principal a inter-substituibilidade entre os dois

regimes de produção (PRE e PRO) no que toca à satisfação da procura grossista de electricidade. A Autoridade da Concorrência considera que a inter-influência entre a PRO e a PRE justifica que a PRE seja integrada no mesmo mercado relevante da PRO. No fundo, tal parte de reconhecer a PRE como uma componente relevante da oferta do mercado de produção de energia eléctrica, atendendo também às condições de homogeneidade do produto final, que é indistinto, tratando-se da PRE ou da PRO.

690. A participação directa da PRE em mercado, na medida em que fizesse depender a remuneração do produtor PRE dos preços de mercado, tornaria, de facto, inequívoca a definição do mercado de produto como englobando tanto a PRE como a PRO. Este é, aliás, o entendimento da Comissão Europeia demonstrado no caso do mercado espanhol de produção de electricidade no qual a PRE vai a mercado, tal como já havíamos referido.

691. Porém, mesmo que se adoptasse uma definição de mercado do produto em que a PRE fosse autonomizada da PRO, as preocupações jus-concorrenciais relacionadas com a inter-influência entre os dois regimes, em nada seriam alteradas, tendo em conta, como refere a ERSE no seu Parecer, que *"os volumes de produção de energia eléctrica de produtores em regime especial têm um reflexo indirecto no preço do mercado diário de energia eléctrica, sobretudo para a área portuguesa do MIBEL, por via das compras dirigidas a este mercado pelo CUR."* – cf. página 14 do Parecer.

692. Contudo, importa notar que a análise jus-concorrencial da presente operação de concentração não tem por enfoque principal a inter-influência entre os regimes PRO e PRE. Os efeitos horizontais da presente operação de concentração surgem de forma directa uma vez que a EDIA constitui um concorrente directo da Notificante em regime PRO, participando directamente nos mercados organizados do MIBEL (diário e intra-diário) e no mercado de serviços de ajuste de sistema.

693. Na operação em apreço, apenas se tem em conta a inter-influência entre PRE e PRO no contexto da central de Pedrógão (que é uma mini-hídrica), cuja capacidade de produção é mais reduzida, e cujo modelo de gestão se encontra integrado com a central de Alqueva, centrando-se, assim, a análise jus-concorrencial na Central de Alqueva.

694. Refira-se, por último, que caso se adoptasse o entendimento da Notificante quanto à delimitação do mercado de produto, onde a PRO é autonomizada, a quota de mercado da Notificante, no mercado nacional, seria superior àquela que se obtém na Tabela 10 da presente Decisão. De facto, nessa definição alternativa, a Notificante deteria cerca de [70-80]% da capacidade instalada e produziria, em 2006, [60-70]% da energia com origem no

sistema PRO. A presunção de dominância que se extrairia dessa quota seria superior àquela que se obtém analisando o mercado da produção de energia eléctrica conforme definido pela Autoridade da Concorrência, pelo que, nunca as Conclusões da Autoridade da Concorrência seriam infirmadas pela Notificante.

695. Quanto à delimitação do mercado geográfico da produção de energia eléctrica, a posição da Autoridade da Concorrência encontra-se suportada em elementos de natureza estrutural e não em elementos de natureza conjuntural. Embora se faça uma análise rigorosa da implementação do mecanismo de separação de mercados no decurso do 2.º semestre de 2007, essa análise serve apenas de referência para contextualizar e reproduzir como as diferenças de estrutura de oferta, tecnologias de produção e limitações de capacidade de interligação influenciam a estrutura de oferta em Portugal Continental e a formação dos preços.

696. Importa notar que alguns dos factores de natureza conjuntural apontados pela Notificante, como sejam o período em causa ter sido anormalmente seco, *“a necessidade de parar centrais para a realização de investimentos ambientais (Sines), as frequentes anormais reduções de capacidade de interligações, e a existência de uma importante pressão [CONFIDENCIAL]”*, não correspondem a elementos de mera natureza conjuntural.

697. A existência de períodos secos é um facto que tende a ocorrer com uma certa frequência. Não se pode alegar que no futuro deixarão de ocorrer períodos de seca.

698. Quanto à paragem das centrais a carvão para a realização de investimentos ambientais, elas não ocorrem somente em 2007, identificando-se igualmente, em 2008, paragens previstas para estas centrais. A este respeito, deverá ainda ter-se em conta outros factores, como a designada inversão da ordem de mérito, que poderão contribuir para redução da produção das centrais a carvão com potenciais efeitos de congestionamento.

699. Quanto às anormais reduções de capacidade de interligações, refira-se que a análise conduzida a este respeito e, nomeadamente, tendo em conta os reforços de rede em curso, permite assinalar que não somente em 2007, mas também nos próximos anos, deverão ocorrer indisponibilidades nas linhas de interligação afectando a capacidade de importação. Cumpre, aliás, notar, que as previsões sobre a capacidade de interligação feitas com uma grande antecedência tendem a ser mais elevadas do que os valores efectivamente observados, para efeitos das trocas comerciais entre Portugal e Espanha.

700. Em relação à alegada [CONFIDENCIAL], para além da mesma afirmação carecer de comprovação, a ser verdade, ela traduzirá diferenças de natureza estrutural. [CONFIDENCIAL]. Mais, como a própria Notificante refere, as margens de reserva são diferentes, e essas diferenças apenas serão corrigíveis com a entrada em exploração de novas centrais, o que, no que respeita a novos concorrentes, no cenário mais optimista, acontecerá entre finais de 2010 e princípios de 2011.

701. Em suma, as Conclusões transmitidas pela Autoridade da Concorrência quanto ao mercado geográfico encontram-se suportadas em elementos de natureza estrutural. Refira-se ainda, que a posição da Autoridade da Concorrência, nesta matéria, tem correspondência naquela que a ERSE formulou em Parecer, bem como na prática decisória<sup>171</sup> e jurisprudência comunitária<sup>172</sup> em matéria de definição dos mercados geográficos relevantes nos mercados de energia eléctrica.

**(b) Do entendimento da Autoridade da Concorrência quanto à avaliação jus-concorrencial efectuada relativamente ao mercado relevante da produção de energia eléctrica**

702. A EDP Produção tece algumas considerações a propósito da avaliação jus-concorrencial efectuada relativamente ao mercado relevante da produção de energia eléctrica que importarão analisar.

703. Cumpre realçar, como nota prévia, que a Notificante não teceu quaisquer Observações quanto às Conclusões da Autoridade relativamente à avaliação jus-concorrencial respeitantes ao mercado relevante de serviços de ajuste de sistema, e ao mercado relacionado de comercialização de energia eléctrica ao cliente final, apenas expressando o seu desacordo quanto ao mercado relevante da produção de energia eléctrica.

704. Como primeiro ponto, a Notificante faz saber que, do seu ponto de vista e, com alcance genérico, a posição que a Autoridade da Concorrência adopta, em relação a este mercado, carece de prova, no que respeita aos efeitos jus-concorrenciais apontados, que seriam advenientes da realização da operação de concentração notificada – cf. pontos l) e m) das Observações da EDP Produção. A Autoridade da Concorrência não pode deixar de discordar

<sup>171</sup> Vide Decisão da Comissão Europeia M.3867 VATENFALL / ELSAM and E2 Assets, de 22/12/2005 e Decisão M.3440 – EDP/ENI/GDP, de 9/12/2004.

<sup>172</sup> Vide Acórdão do Tribunal de Primeira Instância, T-87/05, EDP / Comissão, de 21 de Setembro de 2005.

com a Notificante, tanto mais que entende que todas as suas tomadas de posição ao longo da Decisão se encontram fundamentadas.

705. Como segunda ordem de questões, e de forma mais concreta, a Notificante entende que uma parte substancial das conclusões apresentadas pela Autoridade da Concorrência, quanto aos efeitos do início de exploração do Alqueva e Pedrógão, pela EDP Produção, sobre a estrutura do mercado, se baseiam, *"quase em exclusivo, em dados referentes ao segundo semestre de 2007. Em tal situação, e por forma a realizar uma análise consistente e completa, a EDP Produção considera que a Autoridade da Concorrência deveria tomar em devida consideração os diversos circunstancialismos conjunturais que influenciaram de forma determinante e singular o comportamento dos agentes e o funcionamento do mercado durante esse período"*. – cf. ponto n) das Observações da EDP Produção.
706. Em terceiro lugar, a razão pela qual a Notificante refere que a Autoridade da Concorrência não *"toma[r] esses aspectos conjunturais em devida consideração"*, parece decorrer do entendimento de que a Autoridade adoptou as suas Conclusões, *"insistindo na ideia, quase obsessiva, de que todos os comportamentos da EDP Produção enquanto agente de mercado são pautados por uma vontade incontrolável de aumentar os preços a qualquer custo, com prejuízo para os consumidores e para o próprio sistema eléctrico nacional"* – cf. ponto o) das Observações da EDP Produção.
707. Finalmente, e no que respeita à avaliação desenvolvida a propósito da eliminação da EDIA como uma força concorrencial de mercado, em resultado do início de exploração do Alqueva pela EDP Produção, a Notificante discorda das Conclusões da Autoridade da Concorrência no sentido que da presente operação resulta a eliminação de uma importante força concorrencial do mercado destacando que *"importa sublinhar que a EDIA não constitui o agente de mercado como apresentado pela Autoridade da Concorrência. Remetendo para as considerações supra quanto ao método de gestão do Alqueva pela EDIA, e os resultados de tal gestão, refira-se uma vez mais que nos cálculos da própria Autoridade da Concorrência, o contributo da EDIA para o sistema em termos de congestionamentos, durante o período em que geriu a central do Alqueva, resume-se a cerca de [0-10]%, [CONFIDENCIAL]"* – cf. ponto p) das Observações da EDP Produção.
708. Com o devido respeito pelo entendimento da entidade Notificante, aqui expresso, a que se faz alusão acima, de forma sumária, a Autoridade da Concorrência não se revê naqueles parâmetros de actuação nem de entendimento, o que pretende demonstrar de seguida.

709. A Notificante começa por referir que a Autoridade da Concorrência considera que *“os comportamentos da EDP Produção enquanto agente de mercado são pautados por uma vontade incontrolável de aumentar preços a qualquer custo, com prejuízo para os consumidores e para o próprio sistema eléctrico nacional”* – cf. Observações da EDP Produção.

710. Ora tal juízo da Autoridade da Concorrência encontra-se relacionado com a assunção de racionalidade económica das empresas na prossecução do objectivo da sua actividade no mercado, objectivo que partilha com todo e qualquer agente de mercado: a maximização dos lucros. O que difere no presente caso face ao contexto de outros agentes de mercado é a posição de domínio em que se encontra a notificante que, conforme define jurisprudência comunitária, se refere a *“[U]ma situação de poderio económico detida por uma ou várias empresas que lhes daria a faculdade de obstar à manutenção de uma concorrência efectiva no mercado em causa, dando-lhes a possibilidade de adoptarem comportamentos independentes numa medida apreciável em relação aos seus concorrentes, aos seus clientes e, finalmente, aos consumidores”*<sup>173,174</sup>.

711. Diga-se, aliás, que a Notificante não propõe nenhuma outra análise analítica que infirme os resultados da análise da Autoridade da Concorrência, pelo que carecem de fundamentação as suas alegações. A obsessão da Autoridade da Concorrência é apenas aquela em busca da verdade e da fundamentação aturada de todas as suas tomadas de posição em relação aos mercados nos quais tem por Missão acautelar a concorrência efectiva nos mesmos.

712. É importante notar, a este respeito, que o mecanismo de revisibilidade CMEC não previne os incentivos da Notificante em promover a subida dos preços, considerado que, cerca de 1/3 da energia produzida pela Notificante não é afectada por tal mecanismo, aliás, como referido pela ERSE no seu Parecer – cf. página 10. Refira-se, ainda, que o peso da produção efectivamente em mercado da Notificante deverá subir, com a designada inversão da ordem de mérito, bem como com a adição da central de Alqueva e da nova central de ciclo combinado, a acontecer em 2009, ao parque electroprodutor da Notificante.

---

<sup>173</sup> Vide ponto 2. das *“Orientações para a apreciação de concentrações horizontais nos termos do regulamento do Conselho relativo ao controlo das concentrações”*

<sup>174</sup> Caso 85/76 – Hoffmann-La Roche vs Comissão das Comunidades Europeias, de 13.02.1979) Como adianta ainda este acórdão : *“such a position does not preclude some competition , which it does where there is a monopoly or a quasimonopoly , but enables the undertaking which profits by it , if not to determine , at least to have an appreciable influence on the conditions under which that competition will develop , and in any case to act largely in disregard of it so long as such conduct does not operate to its detriment.”*

713. Assim, neste contexto, quando se entende que a Notificante se encontra numa posição dominante, entende-se que esta não se encontra sujeita a uma suficiente disciplina concorrencial exercida pelos seus concorrentes em território nacional ou pelas importações que a restrinja de agir independentemente no mercado, no que toca à formação de preços. A este respeito recorde-se a análise da curva de oferta de oferta em território nacional, representada no **Erro! A origem da referência não foi encontrada.** da Decisão.
714. É verdade que a análise desta curva de oferta, conforme sublinhado pela Notificante, resulta de um conhecimento *à posteriori* dos seus principais elementos. No momento em que se dá o leilão competitivo que preside à formação do preço horário da energia eléctrica, as ofertas de concorrentes não serão conhecidas em simultâneo pela Notificante e, nessa medida, não se poderá alegar que a Notificante possa ter um conhecimento perfeito das condições da oferta.
715. Porém, quando a Notificante alega não deter um conhecimento perfeito das condições de oferta, argumenta como se não se conseguisse antecipar os seus principais elementos no momento em que formula as suas ofertas de preço/quantidade em mercado, ou seja, como se a ocorrência de congestionamentos fosse esporádica e imprevisível, as capacidades de produção e estrutura de custos dos seus concorrentes directos em território nacional fossem desconhecidas e o mesmo acontecendo com as importações.
716. Ora, verifica-se exactamente o contrário, na medida em que os níveis passados de congestionamentos, sendo elevados, fornecem uma medida da probabilidade de separação de mercados. Desde que o mercado ibérico foi criado, os níveis de congestionamento foram sempre muito elevados, em particular, no 2.º semestre de 2007, em 80% do tempo, a interligação esteve congestionada, valores que cresceram para 96% do tempo, quando o preço de importação se situou em valores inferiores a 4 cent. €/kWh.
717. A Autoridade entende, ainda, que é no mínimo razoável assumir que a Notificante está em posição de efectuar boas estimativas das ofertas de preço da Turbogás e Tejo Energia, dado o conhecimento que a notificante detém destas centrais. De facto, a Notificante foi até recentemente accionista da Turbogás, sendo, presentemente, ainda accionista da Tejo Energia e as ofertas dessas centrais são reconhecíveis nas horas com congestionamento, na informação que é publicada no dia seguinte ao da realização dos leilões.
718. Em tal contexto, simples técnicas estatísticas permitem, com um grau de certeza elevado, determinar quais os impactes previsíveis de uma conduta estratégica da Notificante. Acresce ainda que, como se referiu ao longo do texto da Decisão, os níveis de separação de

mercados, face ao mercado espanhol, são eles próprios influenciáveis pela conduta em mercado da Notificante.

719. Assim, e no que respeita à análise jus-concorrencial, a Notificante centra-se nos elementos de comportamento analisados da EDIA e da qualificação dos mesmos que a Autoridade da Concorrência realizou. Chega mesmo a apontar [CONFIDENCIAL].

720. A análise que a Notificante realizou das Conclusões constantes do Projecto de Decisão ignora todos os elementos apontados pela Autoridade da Concorrência, que demonstram a importância da central de Alqueva, no desempenho de mercado. A Autoridade da Concorrência tem como elementos fundamentais para suportar a sua análise, recorda-se, a tecnologia em que insere o activo adquirido – tecnologia essa que marcou o preço num número substantivo de horas -, o facto de corresponder a cerca de 11% da capacidade de centrais de albufeira e ainda de corresponder a cerca de ¼ da capacidade de bombagem, em território nacional continental. A mesma tecnologia é ainda relevante na estrutura do mercado de serviços de ajuste de sistema.

721. Recordando os elementos que constam da análise jus-concorrencial, importa salientar que, considerando apenas as horas em que a central do Alqueva foi chamada a produzir no decurso do 2.º semestre de 2007, o peso médio desta no conjunto das centrais de albufeira, atingiu mais de 1/5 a 1/3 da produção hídrica de centrais de albufeira; no período de Julho a final de Outubro de 2007, em que a EDIA geriu a central de Alqueva, em resultado da sua participação no mercado, os preços nas horas de congestionamento em que foi contratada foram inferiores, em média, em cerca de [0-10] %.

722. Por outro lado, no que se refere a operações de bombagem, o impacto destas operações sobre os preços médios do mercado, foi reduzido no período de gestão da EDIA (Julho a Outubro de 2007), onde apenas se verificou um acréscimo de [0-10%] nos preços em horas em que ocorreu bombagem. Ainda, durante a gestão da EDP (apenas tendo em apreciação o período de Novembro e Dezembro de 2007), os impactos foram já bastante significativos. Em média, os preços nas horas em que se verificou bombagem terão sido [0-10] % mais elevados, sendo que em Dezembro de 2007 este valor atingiu os [10-20] %.

723. É a partir das características da central de Alqueva, cuja potência será reforçada até finais de 2011, e do facto da Notificante passar a controlar todas as centrais hidroeléctricas em regime PRO, em território nacional continental, que a Autoridade da Concorrência entende que da presente operação de concentração resulta um reforço de posição dominante.

724. Os elementos que a Autoridade analisou referente à estratégia de condução dos activos de Alqueva e Pedrógão teve apenas como propósito sublinhar que a EDIA, para o mesmo conjunto de activos, detinha uma estratégia distinta e mais competitiva que aquela da Notificante, nomeadamente, praticando preços mais baixos.
725. Importa, desde logo, notar, que atendendo a circunstâncias específicas do presente caso, e que acima se desenvolveram, existiu a oportunidade de analisar em concreto os efeitos decorrentes da execução do Contrato e da gestão da EDP Produção relativamente aos activos adquiridos, possibilidade esta que não se verifica, geralmente, no âmbito prospectivo de análise de uma operação de concentração. É, nesse sentido, que a Autoridade da Concorrência não se limita apenas a identificar efeitos *prováveis*, decorrentes da realização da operação de concentração, como tem a oportunidade de efectuar uma análise em *concreto*, da gestão da EDP Produção, dos quais se destacam, a título exemplificativo, os efeitos em dois dias em particular, um seguido ao outro, o dia 31 de Outubro e o dia 1 de Novembro de 2007.
726. A selecção de dois dias prende-se com o marco relevante que decorre da mudança *de facto* na gestão dos activos em causa. Ora, como se refere na Decisão, não se poderá reproduzir exaustivamente como seria a gestão por parte de um ou outro actor de mercado, para dias distintos daqueles seleccionados, na medida em que as circunstâncias específicas desses outros dias não são controláveis. Importava seleccionar um dia em que as condições do regime hidrológico e dos preços de mercado fossem semelhantes, o que acontece nos dois dias seleccionados.
727. Faz-se inclusivamente referência, na nota-de-rodapé n.º 129, que poderá ser incorrecto adoptar como contra-factual de referência, para o período de Julho a Outubro de 2007, a estratégia que a EDP Produção adoptou a partir de 1 de Novembro de 2007, uma vez que se refere a um momento diferente do ano hidrológico.
728. Porém, o que se pretendeu ilustrar é apenas quais os impactos possíveis nos preços, caso a gestão de Alqueva seguisse um critério de preço distinto, utilizando a única referência disponível, ou seja, a estratégia que a EDP Produção adoptou a partir de 1 de Novembro de 2007.
729. Do mesmo modo, seria incorrecto considerar, para o período de Novembro a Dezembro de 2007, que, caso a EDIA permanecesse a gerir a central de Alqueva, deveria manter a

estratégia de apresentar blocos de ofertas com preços na ordem de 4,25 a 4,28 cent. €/kWh, nas horas em que pretendia vender (veja-se, a título de exemplo, as ofertas da EDIA referentes à central de Alqueva, dos dias 29 de Agosto, 14 de Setembro, 03 de Outubro, 25 de Outubro, todos de 2007) quando, nesses dois meses do ano, os preços foram significativamente mais elevados que nos anteriores.

730. No entanto, é possível verificar a modificação de estratégia de preço que se opera em 1 de Novembro de 2007, quanto à colocação da central de Alqueva em mercado, [CONFIDENCIAL].

731. No que respeita à análise que a Autoridade da Concorrência realizou ao comportamento da EDIA, [CONFIDENCIAL]. A Notificante, sublinha que a EDIA não constitui o agente de mercado como apresentado pela Autoridade da Concorrência. Refere, [CONFIDENCIAL].

732. Ora, como resulta dos elementos que a EDIA remeteu a esta Autoridade, em sede de instrução do procedimento, a estratégia que esta adoptou tinha, como limite temporal, Novembro do mesmo ano, coincidente com o ciclo sazonal dos níveis de precipitação. Por outro lado, como a própria EDIA referiu, a sua estratégia inicial foi sendo ajustada ao longo do tempo, em função das condições do mercado, nomeadamente no que respeita às operações de bombagem. [CONFIDENCIAL].

733. Assim, [CONFIDENCIAL].

734. Tal é comprovado com a gestão que a EDP Produção prosseguiu em mercado, com o activo, nos meses de Novembro e Dezembro desse ano. Com efeito, de acordo com os elementos de produção providenciados pela REN, nos dois meses de 2007 em que a central de Alqueva foi gerida pela Notificante, a mesma produziu [40.000-60.000] MWh, é certo que tendo contrapartida a aquisição de [40.000-60.000] MWh para efeitos de bombagem. Nessa medida, a gestão que a EDIA adoptou não limitou a participação em mercado da central de Alqueva, não obstante os baixos níveis de pluviosidade observados nos últimos meses de 2007. Refira-se que a mesma central, quando gerida pela EDIA (i.e. após 1 de Julho de 2007), produziu [60.000-80.000] MWh e adquiriu para efeitos de bombagem [10.000-30.000] MWh.<sup>175</sup>

---

<sup>175</sup> Dados confidenciais disponibilizados pela REN, em sede de instrução do presente procedimento.

735. Em suma, em face daqueles que foram os argumentos apresentados pela Notificante, em sede de Audiência de Interessados, não pode a Autoridade da Concorrência concordar com os mesmos na sua essência, reiterando-se, assim, as Conclusões provisórias que foram notificadas com o Projecto de Decisão, em sede de Decisão Final.

736. Importa ainda notar que o essencial das Conclusões da Autoridade da Concorrência foi corroborado pelo Parecer da ERSE, para efeitos da presente operação de concentração.

737. Por último, e no respeito aos Compromissos assumidos pela EDP Produção, no contexto da presente operação de concentração, vem a Notificante solicitar que a Autoridade corrija a referência no texto da Decisão a ser adoptada de que o objectivo prosseguido com a sua apresentação não seria a de *"eliminar os entraves significativos à concorrência, resultantes de reforços de posições dominantes (...) identificadas [pela Autoridade da Concorrência]"* (cfr. para. 566 do Projecto de Decisão), mas apenas o de *"permitir a esta autoridade a adopção de uma decisão o mais rapidamente possível, e ainda no decurso da fase instrutório do procedimento (...)".* Por ser verdade, procede-se à alteração do para. 562 da presente Decisão, correspondente àquele número do Projecto de Decisão, no sentido proposto pela Notificante.

738. De realçar, contudo, que a Notificante confirma integralmente os Compromissos que apresentou à Autoridade da Concorrência, com o objectivo de permitir a adopção de uma Decisão de Não Oposição, aceitando as obrigações que para si decorrem dos referidos Compromissos.

## Conclusão

739. Decorrente de todo o acima exposto, relativamente aos Pontos A. e B. do presente Capítulo IX, a Autoridade da Concorrência entende que da Audiência de Interessados realizada não resultaram elementos susceptíveis de infirmar as Conclusões da Autoridade notificadas com o Projecto de Decisão, mantendo-se o sentido de Decisão proposto.

**X – CONCLUSÃO**

740. Face ao exposto, a Autoridade da Concorrência conclui que a presente operação de concentração, atentos os compromissos assumidos pela Notificante e as condições e obrigações impostas pela Autoridade da Concorrência para garantir o respectivo cumprimento, não cria ou reforça uma posição dominante, da qual possam resultar entraves significativos à concorrência efectiva no mercado da produção de energia eléctrica, no mercado de serviços de ajuste de sistema e no mercado relacionado de comercialização de energia eléctrica a clientes finais, todos em Portugal Continental.

741. Nestes termos, e no exercício da competência que lhe é conferida pela alínea b) do artigo 17.º do Estatutos, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 10/2003, de 18 de Janeiro, o Conselho da Autoridade da Concorrência, decide, ao abrigo da alínea b) do n.º 1 e n.º 3 do artigo 35.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho, adoptar uma decisão de não oposição à presente operação de concentração acompanhada da imposição de condições e obrigações destinadas a garantir o cumprimento do conjunto de compromissos assumidos pela Notificante, que constam do Anexo I, que é parte integrante da presente decisão.

Autoridade da Concorrência, 25 de Junho de 2008

O Conselho da Autoridade da Concorrência

---

Manuel Sebastião  
(Presidente)

---

Jaime Andrez  
(Vogal)

---

João Noronha  
(Vogal)

**ANEXO I**

**Compromissos assumidos perante a Autoridade da Concorrência pela EDP – Gestão da Produção, S.A. e EDP – Energias de Portugal, S.A.**

## A. Definições, interpretação e lei aplicável

### 1. Definições

<b>Boa(s) Prática(s) Industrial(is)</b>	Exercício da actividade com um grau de competência, diligência, prudência, previsão e prática de exploração que pode ser razoavelmente esperado de um operador competente e experiente que opere no mesmo ambiente legal e regulamentar, e que esteja envolvido no mesmo tipo de operação em condições e circunstâncias análogas.
<b>Centrais de Aguieira-Raiva</b>	Conjunto dos aproveitamentos hidroeléctricos de Aguieira e de Raiva para produção de energia eléctrica, conforme descrições constantes nos respectivos Contratos de Concessão.
<b>Central de Aguieira</b>	Aproveitamento hidroeléctrico de Aguieira para produção de energia eléctrica, e que inclui as barragens de Aguieira e de Fronhas, conforme descrição constante no respectivo Contrato de Concessão.
<b>Central de Raiva</b>	Aproveitamento hidroeléctrico de Raiva para produção de energia eléctrica, conforme descrição constante no respectivo Contrato de Concessão.
<b>Central de Alqueva</b>	Aproveitamento hidroeléctrico de Alqueva para produção de energia eléctrica, que inclui a barragem de Alqueva, conforme descrição constante do Contrato de Cessão e Sub-Concessão.
<b>Central(is)</b>	Aproveitamento(s) hidroeléctrico(s) constituído(s) pelos respectivos grupos geradores e instalações auxiliares, destinado(s) à produção de energia eléctrica.
<b>CMEC</b>	Mecanismo de custos de manutenção de equilíbrio contratual previsto e regulado pelo Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, com a redacção introduzida pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de Maio, e pelo Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho.
<b>Compromisso(s)</b>	Compromisso(s) assumido(s) pelo Grupo EDP no âmbito do presente documento.
<b>Condições de Exploração</b>	Condições para exploração dos aproveitamentos hidroeléctricos nos termos previstos nos respectivos contratos de concessão.
<b>Contrato de Cessão e Sub-Concessão</b>	Contrato celebrado entre a EDIA e a EDP Produção em 24 de Outubro de 2007, relativo à exploração da componente hidroeléctrica das infra-estruturas integrantes do sistema primário do EFMA e à sub-concessão dos direitos de utilização privativa do domínio público hídrico associado para fins de produção de energia

eléctrica e para implantação de infra-estruturas de produção de energia eléctrica.

<b>Contrato de Gestão</b>	Contrato celebrado pela EDP com uma pessoa, singular ou colectiva, ou entidade equiparada, independente do Grupo EDP, para transmissão temporária da gestão de capacidade de produção de energia eléctrica das Centrais de Aguieira-Raiva, nos termos previstos na Secção B. do presente documento.
<b>Contrato(s) de Concessão</b>	Contrato(s) de concessão relativo(s) à utilização dos recursos hídricos para captação de águas superficiais destinadas à produção de energia hidroeléctrica celebrado entre o INAG (em representação do Estado Português), a REN e a EDP, que no presente documento de Compromissos se referem aos Contratos de Concessão n.º [CONFIDENCIAL], e n.º [CONFIDENCIAL], relativos a Aguieira e Raiva, respectivamente.
<b>Data de Decisão</b>	Data em que a EDP Produção se deva considerar notificada da Decisão.
<b>Data de Início da Gestão</b>	Data a partir da qual se inicia a gestão temporária de capacidade de produção de energia eléctrica das Centrais de Aguieira-Raiva, nos termos do disposto na Secção B. do presente documento.
<b>Decisão</b>	Decisão a adoptar pela Autoridade da Concorrência no âmbito do processo n.º Ccent. 6/2008 – <i>EDP / Activos EDIA (Alqueva/Pedrogão)</i> , nos termos do artigo 35.º, n.º 1, alínea b), e n.º 3 da Lei da Concorrência, acompanhada da imposição de condições e obrigações destinadas a garantir o cumprimento de Compromissos assumidos pela EDP Produção no âmbito do referido processo.
<b>Despacho das Centrais</b>	Órgão de comando operacional dos centros produtores de energia eléctrica das centrais.
<b>DGEG</b>	Direcção-Geral de Energia e Geologia do Ministério da Economia e da Inovação.
<b>Disponibilidade ou Disponível</b>	Capacidade das Centrais para, num determinado momento, fornecer Energia Activa e Serviços Complementares em resposta a um Programa de Produção emitido em conformidade com os Procedimentos de Despacho e com a Declaração de Disponibilidade em vigor.
<b>Dossier de Apresentação</b>	Conjunto de documentos em suporte papel ou informático com informação técnica, económica e promocional relativa às Centrais de Aguieira-Raiva, preparado pela EDP Produção, e que deverá ser utilizado [CONFIDENCIAL] para apresentação das Centrais a potenciais interessados na celebração de um Contrato de Gestão nos termos estabelecidos no presente documento. O Dossier de Apresentação não preclude a possibilidade de a EDP Produção fornecer informação adicional, caso se revele necessário, sem prejuízo das limitações habituais neste tipo de transacções, nomeadamente para preservar a viabilidade económica e o valor

comercial das Centrais, e dos usuais compromissos de confidencialidade.

<b>EDIA</b>	EDIA – Empresa de Desenvolvimento e Infra-Estruturas de Alqueva, S.A., sociedade de capitais exclusivamente públicos constituída nos termos do Decreto-Lei n.º 32/95, de 11 de Fevereiro.
<b>EDP</b>	EDP – Energias de Portugal, S.A.
<b>EDP Produção</b>	EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A.
<b>EFMA</b>	Empreendimento de Fins Múltiplos de Alqueva, tal como se encontra caracterizado pelo artigo 1.º do Decreto-Lei n.º 42/2007, de 22 de Fevereiro.
<b>Energia Activa</b>	Energia eléctrica produzida, transportada ou fornecida por um circuito eléctrico durante um certo intervalo de tempo, calculada pelo integral da potência instantânea em relação ao tempo, expressa em Watt-hora (Wh) ou múltiplos desta unidade.
<b>ERSE</b>	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
<b>Gestor</b>	Entidade independente do Grupo EDP, no sentido que lhe é atribuído na Secção B. do presente documento.
<b>Grupo EDP</b>	Grupo de sociedades sobre as quais a EDP detém poderes de controlo, nos termos e para os efeitos do artigo 2.º da Lei da Concorrência.
<b>INAG</b>	Instituto da Água, I.P.
<b>Lei da Concorrência</b>	Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho, com as alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 219/2006, de 2 de Novembro.
<b>Mandatário</b>	Pessoa singular ou colectiva, independente do Grupo EDP, aprovada pela Autoridade da Concorrência e nomeada pela EDP Produção [CONFIDENCIAL].
<b>Normas Técnicas e Legais</b>	Disposições legais ou regulamentares, em vigor a cada momento, que sejam aplicáveis ao sector eléctrico e que relevem para a produção de energia eléctrica a partir da tecnologia hídrica.
<b>Operação</b>	Contrato de Cessão e Sub-Concessão notificado à Autoridade da Concorrência em 14 de Janeiro de 2008, sob reserva de a apresentação dessa notificação não dever ser interpretada como uma concordância ou aceitação, por parte da EDP Produção, da sujeição do Contrato de Cessão e Sub-Concessão à obrigação de notificação prevista no artigo 9.º da Lei da Concorrência.
<b>Operador de Mercado</b>	Entidade(s) gestora(s) de plataformas de mercados organizados que assegura(m) o relacionamento comercial entre os vários agentes de mercado e que actualmente são o Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIP) e o Operador do Mercado Ibérico de

	Energia – Pólo Espanhol (OMEL).
<b>Parâmetros Dinâmicos</b>	Características Técnicas e Operacionais das Centrais de Agueira-Raiva definidas nos respectivos contratos de concessão.
<b>RNT</b>	Rede Nacional de Transporte de Electricidade.
<b>Serviços de Operação &amp; Manutenção</b>	Conjunto de serviços necessários a manter o bom estado de funcionamento e operacionalidade das Centrais de acordo com as regras de Boa Prática Industrial, que incluem, entre outros, os serviços de gestão técnica e de manutenção e reparação das Centrais de Agueira-Raiva, designadamente através da substituição, calibração e monitorização das respectivas instalações e equipamentos.

## 2. Interpretação e lei aplicável

- 2.1. O presente documento, em geral, e os Compromissos, em particular, regem-se pela lei portuguesa e devem ser interpretados tendo em conta o disposto na Lei da Concorrência e na Decisão.
- 2.2. Em todas as situações que possam envolver a participação, ainda que *a posteriori*, de entidades terceiras, públicas ou privadas, a EDP Produção assumirá a diligência de um operador experiente no mercado e conhecedor do quadro regulatório e legal quanto à garantia de execução das diligências tendentes à manutenção do efeito útil dos Compromissos, com base num quadro de elevada competência.
- 2.3. A EDP Produção, como operadora experiente no mercado e conhecedora do quadro regulatório e legal que lhe é aplicável, apresenta os Compromissos, todos e cada um deles, nos termos da Decisão, idóneos e adequados à garantia de uma concorrência efectiva nos mercados relacionados com a Operação, declarando, nessa qualidade de operadora experiente e conhecedora, que os mesmos são exequíveis nos prazos por si propostos e que detêm as competências necessárias à sua execução.
- 2.4. A apresentação, assunção e cumprimento pela EDP Produção dos Compromissos em nada prejudica a posição jurídica detida pela EDP Produção, nem a respectiva tutela dessa posição jurídica, no que respeita à exploração da componente hidroeléctrica do EFMA e à utilização do respectivo domínio público hídrico associado, por força dos direitos que para o efeito lhe foram historicamente atribuídos e reconhecidos pelo Estado português.
- 2.5. Os Anexos referidos no presente documento constituem parte integrante do mesmo.

## **B. Compromisso de Gestão Temporária de Capacidade de Produção**

### **1. Procedimento**

- 1.1. A EDP Produção compromete-se a celebrar, no mais curto espaço de tempo e nunca depois de decorridos [CONFIDENCIAL] sobre a Data de Decisão, com terceiro independente do Grupo EDP aprovado pela Autoridade da Concorrência, e que preencha os requisitos enunciados no capítulo 3º da presente Secção, o Contrato de Gestão relativo às Centrais de Aguieira-Raiva pelo prazo de 5 (cinco) anos, recorrendo para o efeito aos instrumentos jurídicos admissíveis e que se revelem mais adequados ao caso concreto.
- 1.2. [CONFIDENCIAL].
- 1.3. Não obstante o prazo estabelecido nos parágrafos 1.1 e 1.2 anteriores, a Autoridade da Concorrência poderá, consoante os casos, [CONFIDENCIAL], o solicitem com pelo menos [CONFIDENCIAL] de antecedência sobre o termo do prazo previsto nos parágrafos 1.1. e 1.2 e fundamentem o respectivo pedido perante a Autoridade da Concorrência, nomeadamente [CONFIDENCIAL], caso em que a prorrogação do prazo concedida pela Autoridade da Concorrência poderá atingir [CONFIDENCIAL] contados do final dos prazos previstos nos parágrafos 1.1 e 1.2 *supra*, ou outro que seja considerado adequado pela Autoridade da Concorrência em função das circunstâncias específicas que lhe sejam apresentadas pela EDP Produção [CONFIDENCIAL].
- 1.4. A EDP Produção tem o entendimento segundo o qual da celebração do Contrato de Gestão pelo prazo de 5 (cinco) anos não resulta uma alteração duradoura do controlo das Centrais de Aguieira-Raiva. Por esta razão a EDP Produção entende que a celebração do Contrato de Gestão não consubstancia uma operação de concentração nos termos e para os efeitos do artigo 8º da Lei da Concorrência, inexistindo, por isso, qualquer obrigação legal de se proceder a uma notificação nos termos do artigo 9º do mesmo diploma legal, tanto no momento da sua celebração como em caso de cessação dos efeitos do contrato.

### **2. Obrigações Acessórias**

- 2.1. Entre a [CONFIDENCIAL], e em relação a cada uma das Centrais de Aguieira-Raiva, a EDP Produção compromete-se a:
  - i) Não praticar quaisquer actos que tenham um impacto negativo significativo na sua viabilidade económica e competitividade;
  - ii) Assegurar a continuidade da respectiva produção, mantendo as Boas Práticas Industriais, e reduzir ao mínimo o risco de perda de valor e de competitividade, nomeadamente através da manutenção das instalações e equipamentos, nos termos previstos nos respectivos Contratos de Concessão;
  - iii) Preservar a capacidade operacional das Centrais de Aguieira-Raiva, de acordo com os Parâmetros Dinâmicos das Centrais;
  - iv) Manter a conformidade das Centrais de Aguieira-Raiva com as exigências legais e

ambientais, em termos que permitam assegurar a manutenção, durante a vigência do Contrato de Gestão, dos níveis de Disponibilidades e de potência máxima esperados;

- v) Envidar os melhores esforços para que todas as relações estabelecidas com entidades reguladoras sectoriais, ou outras, sejam mantidas em termos que não afectem ou inviabilizem a gestão temporária de capacidade de produção de energia eléctrica por uma terceira entidade;
  - vi) Enviar [CONFIDENCIAL] à Autoridade da Concorrência informação sobre os [CONFIDENCIAL].
- 2.2. Entre a [CONFIDENCIAL], e relativamente à Central de Alqueva, a EDP Produção compromete-se a enviar à Autoridade da Concorrência, [CONFIDENCIAL]:
- i) Informação sobre [CONFIDENCIAL];
  - ii) Informação relativa [CONFIDENCIAL];
  - iii) Informação relativa [CONFIDENCIAL].
- 2.3. Entre a [CONFIDENCIAL], a EDP Produção compromete-se a enviar à Autoridade da Concorrência, [CONFIDENCIAL].
- 2.4. Por forma a permitir aos potenciais interessados obter a informação necessária relativa às Centrais de Aguieira-Raiva, a EDP Produção, sem prejuízo das limitações habituais em transacções desta natureza, nomeadamente para preservar a viabilidade económica e o valor comercial das Centrais, e dos usuais compromissos de confidencialidade, compromete-se a organizar e disponibilizar aos potenciais interessados um Dossier de Apresentação com informação suficiente sobre o funcionamento e produção das aludidas centrais, e a facultar-lhes prazos razoáveis de análise e decisão.
- 2.5. A obrigação anterior não preclui a possibilidade de a EDP Produção promover a gestão de capacidade de produção das Centrais de Aguieira-Raiva através de um sistema de leilão ou de propostas competitivas, podendo a EDP Produção incluir como condição preferencial na selecção do Gestor [CONFIDENCIAL].
- 2.6. A EDP Produção compromete-se a empreender os melhores esforços para obter para si e/ou para o Gestor, sem prejuízo das obrigações [CONFIDENCIAL], as autorizações administrativas necessárias para transmitir temporariamente a gestão da capacidade de produção de energia eléctrica e venda da energia produzida nas Centrais de Aguieira-Raiva, disponibilizando a informação que se revele necessária para o efeito, com excepção da informação que a EDP Produção esteja legal ou contratualmente impedida de fornecer e daquela que constitua informação comercialmente sensível e que não se repute absolutamente necessária para a obtenção das referidas autorizações. A EDP Produção declarará, no âmbito das comunicações efectuadas para efeitos do presente parágrafo, que assumiu perante a Autoridade da Concorrência os compromissos, condições e obrigações previstos na presente Secção, e que os mesmos foram por esta autoridade aceites.
- 2.7. [CONFIDENCIAL] após o início do prazo de [CONFIDENCIAL] definido [CONFIDENCIAL], a EDP Produção deverá iniciar um processo negocial com a Autoridade da Concorrência para [CONFIDENCIAL] por forma a acautelar a implementação do Compromisso, [CONFIDENCIAL]. Os [CONFIDENCIAL] deverão ser remetidos para a aprovação final da Autoridade da Concorrência, com pelo menos [CONFIDENCIAL] de antecedência sobre o término do prazo de [CONFIDENCIAL] previsto no parágrafo 1.2 da presente secção.

- 2.8. [CONFIDENCIAL – Informação referente ao procedimento tendente à celebração do Contrato de Gestão].

### **3. O Gestor e o Contrato de Gestão**

- 3.1. O Gestor com quem a EDP Produção irá celebrar o Contrato de Gestão deverá ser uma entidade independente do Grupo EDP, dispor das autorizações administrativas para gerir a capacidade de produção de energia eléctrica e venda de energia eléctrica produzida pelas Centrais de Aguieira-Raiva e ser comprovadamente dotada de recursos económicos, financeiros e humanos adequados, bem como possuir comprovada experiência e incentivos, para poder vir a explorar as Centrais de Aguieira-Raiva como uma alternativa viável e competitiva nos mercados em questão.
- 3.2. A selecção do Gestor acima referido fica condicionada à aprovação da Autoridade da Concorrência, que decidirá de forma fundamentada tendo em consideração a verificação dos critérios enunciados no parágrafo 3.1. da presente Secção, bem como a identidade do Gestor e a sua concreta posição na estrutura do mercado, a qual deverá garantir o efeito útil do Compromisso e conseqüente pluralidade de oferta de electricidade nos mercados.
- 3.3. O Contrato de Gestão a celebrar pela EDP Produção com o Gestor está sujeito a aprovação prévia pela Autoridade da Concorrência, e deverá incorporar:
- 3.3.1. As eventuais autorizações/comunicações/aprovações das autoridades competentes que se revelem necessárias e aplicáveis para atingir os objectivos previstos para o presente Compromisso de acordo com o enquadramento constante do presente Documento de Compromissos;
- 3.3.2. Os elementos essenciais do negócio aplicáveis independentemente do modelo jurídico-contratual a utilizar, nomeadamente:
- i. Direito de o Gestor proceder, durante um período de (5) cinco anos, à gestão da capacidade de produção das Centrais de Aguieira-Raiva, actuando com interesse próprio através de uma gestão independente do Grupo EDP e de acordo com as condições económicas do negócio;
  - ii. Direito de oferta em mercado (diário, intradiário e serviços de sistema) e optimização (despacho), [CONFIDENCIAL];
  - iii. Durante o período de duração do Compromisso, a EDP Produção não pode adoptar [CONFIDENCIAL];
  - iv. Pagamento pelo Gestor de uma renda [CONFIDENCIAL] por contrapartida do direito [CONFIDENCIAL];
  - v. Obrigação de o Gestor actuar de forma a observar, a todo o tempo, as obrigações resultantes dos Contratos de Concessão, da legislação e regulamentação aplicáveis e das determinações provenientes de autoridade administrativa competente; e

- vi. Prestação de serviços de operação e manutenção das Centrais de Aguieira-Raiva a ser efectuada pela EDP Produção. [CONFIDENCIAL].

3.3.3. A possibilidade de a EDP Produção, em simultâneo ou em momento posterior à celebração do Contrato de Gestão, acordar com o Gestor [CONFIDENCIAL].

- 3.4. O Contrato de Gestão terá uma duração de 5 (cinco) anos, contados do início da produção dos seus efeitos. Terminado o referido prazo, o Contrato de Gestão cessa os seus efeitos e a EDP Produção retomará a exploração das Centrais de Aguieira-Raiva de forma integral, livre e independente.
- 3.5. De acordo com o entendimento da EDP Produção manifestado no parágrafo 1.4. da presente Secção, a retoma pela EDP Produção da exploração das Centrais de Aguieira-Raiva não está dependente de qualquer autorização na sequência de um procedimento de controlo de concentrações.
- 3.6. A celebração e execução do Contrato de Gestão deverão garantir a compatibilidade e neutralidade dos seus efeitos para a EDP Produção relativamente ao mecanismo dos CMEC, aplicável às Centrais de Aguieira-Raiva, [CONFIDENCIAL]. O regime previsto na presente cláusula é aplicável, [CONFIDENCIAL].

## C. Acompanhamento e Fiscalização dos Compromissos

### 1. Compromissos em geral

- 1.1. A EDP Produção compromete-se a manter a Autoridade da Concorrência informada sobre o cumprimento dos Compromissos, respondendo aos pedidos de esclarecimento e de informação que esta lhe dirigir.

### 2. Mandato [CONFIDENCIAL]

- 2.1 [CONFIDENCIAL] a EDP Produção outorgará a favor de entidade independente do Grupo EDP – escolhida nos termos do procedimento previsto abaixo e em conformidade com as condições e prazos ali estipulados –, mandato para [CONFIDENCIAL], que será irrevogável por iniciativa unilateral do mandante, conferido no interesse da Autoridade da Concorrência. O [CONFIDENCIAL].
- 2.2 [CONFIDENCIAL], entre outros aspectos, deverão garantir a compatibilidade e neutralidade dos seus efeitos relativamente ao mecanismo dos CMEC, aplicável em relação às Centrais de Agueira-Raiva, nos termos do [CONFIDENCIAL].
- 2.3 Os termos do Mandato reconhecerão à Autoridade da Concorrência o direito de, por iniciativa própria ou a pedido do Mandante ou do Mandatário, [CONFIDENCIAL].
- 2.4 [CONFIDENCIAL – Mecanismos tendentes a permitir a implementação dos Compromissos].
- 2.5 O Mandante obriga-se a tomar todas as medidas que possam ser razoavelmente necessárias para a boa e rápida execução por parte do Mandatário das funções que lhe são cometidas no âmbito do Mandato, nomeadamente para dar cumprimento às instruções que a Autoridade da Concorrência lhe tenha transmitido nos termos do parágrafo 2.3. da presente Secção.
- 2.6 O Mandato incluirá, relativamente ao Mandante, a obrigação de este [CONFIDENCIAL].
- 2.7 O Mandato incluirá, relativamente ao Mandatário, as obrigações de [CONFIDENCIAL], nomeadamente:
  - i) [CONFIDENCIAL];
  - ii) Dar imediatamente a conhecer ao Mandante e à Autoridade da Concorrência qualquer conflito de interesse que possa impedir ou dificultar a boa execução do Mandato;
  - iii) [CONFIDENCIAL];
  - iv) [CONFIDENCIAL];
  - v) [CONFIDENCIAL];
  - vi) [CONFIDENCIAL];

- vii) [CONFIDENCIAL];
- viii) [CONFIDENCIAL];
- ix) Solicitar ao Mandante quaisquer esclarecimentos relativamente ao Mandato, bem como quanto ao sentido e alcance [CONFIDENCIAL];
- x) Solicitar ao Mandante [CONFIDENCIAL] sem prejuízo das obrigações decorrentes do Mandato [CONFIDENCIAL];
- xi) Submeter à apreciação do Mandante e à aprovação da Autoridade da Concorrência [CONFIDENCIAL];
- xii) [CONFIDENCIAL];
- xiii) [CONFIDENCIAL];
- xiv) [CONFIDENCIAL];
- xv) Elaborar e entregar, [CONFIDENCIAL], à Autoridade da Concorrência, com cópia de versão não confidencial para o Mandante, um relatório escrito sobre a execução do Mandato;
- xvi) Informar, por escrito, a Autoridade da Concorrência, com cópia de versão não confidencial para o Mandante, sobre a execução do Mandato, sempre que tal se justifique ou lhe seja solicitado pela Autoridade da Concorrência;
- xvii) Informar por escrito a Autoridade da Concorrência e o Mandante sobre qualquer informação que chegue ao seu conhecimento que possa pôr em causa a boa e rápida execução do Compromisso, [CONFIDENCIAL];
- xviii) Informar por escrito o Mandante, com cópia para a Autoridade da Concorrência, sobre a [CONFIDENCIAL];
- xix) Enviar ao Mandante e à Autoridade da Concorrência, e manter actualizada, a lista de pessoas envolvidas na execução do Mandato, as quais só podem ser pessoas físicas sujeitas a dever de sigilo profissional ou, quando tal não suceda, que assinem um termo de confidencialidade previamente aprovado pelo Mandante e pela Autoridade da Concorrência;
- xx) Sempre que julgue necessário ou oportuno, propor por escrito à Autoridade da Concorrência, com cópia de versão não confidencial para o Mandante, as medidas que, no seu entender, devem ser tomadas para impedir ou sanar uma eventual violação, por parte do Mandante, dos deveres para este decorrentes do Mandato;
- xxi) Solicitar à Autoridade da Concorrência, através de um pedido devidamente fundamentado, [CONFIDENCIAL];
- xxii) Informar por escrito a Autoridade da Concorrência, com cópia de versão não confidencial para o Mandante [CONFIDENCIAL];
- xxiii) [CONFIDENCIAL].

- 2.8 Considerar-se-á como justa causa para revogação do Mandato a inobservância ou desobediência do Mandatário às instruções que este receba da Autoridade da Concorrência.
- 2.9 Caso o Mandato cesse nos termos do parágrafo anterior, poderá ser exigido ao Mandatário que permaneça no exercício das suas funções até que um novo Mandatário seja nomeado, ao qual o Mandatário cessante deverá transmitir toda a informação relevante.
- 2.10 O Mandante não poderá substituir o Mandatário sem que obtenha o consentimento prévio da Autoridade da Concorrência, consentimento que o Mandante poderá solicitar, nomeadamente, em caso de incumprimento reiterado, manifesto, grosseiro ou grave, por parte do Mandatário, das funções que lhe foram confiadas ou das obrigações a seu cargo.
- 2.11 No caso de o Mandatário renunciar ou cessar, por qualquer causa, as funções respectivas, terá lugar novo processo de indicação e escolha de Mandatário cujos termos serão idênticos aos do processo estabelecido nos parágrafos seguintes, [CONFIDENCIAL].

### **3. Selecção do Mandatário**

- 3.1 A EDP Produção compromete-se a mandar uma entidade por si escolhida, de acordo com o procedimento previsto na presente Secção para, no interesse da Autoridade da Concorrência [CONFIDENCIAL].
- 3.2 A EDP Produção entregará à Autoridade da Concorrência, no prazo [CONFIDENCIAL] contados da Data de Decisão, uma lista de [CONFIDENCIAL] entidades idóneas e de primeira ordem, [CONFIDENCIAL] com comprovada experiência ou conhecimento do sector eléctrico ou outras entidades comprovadamente especializadas no sector energético, a favor das quais, no seu entender, pode ser outorgado o Mandato [CONFIDENCIAL].
- 3.3 Para além da identificação sumária das entidades propostas, a lista deverá ser acompanhada, relativamente a cada uma destas entidades, dos seguintes elementos: (i) descrição dos serviços que estiverem a ser prestados ou que foram prestados ao Grupo EDP, [CONFIDENCIAL], (ii) plano de execução do Mandato, e (iii) documento onde se descreva a experiência da entidade em causa no sector energético.
- 3.4 Depois de receber a lista elaborada pela EDP Produção, a Autoridade da Concorrência aprovará todas as entidades propostas que considere idóneas para desempenhar as funções em causa, podendo recusar, fundamentadamente, todas ou alguma das entidades propostas pela EDP Produção.
- 3.5 Se a Autoridade da Concorrência recusar, fundamentadamente, duas ou mais entidades incluídas na lista proposta pela EDP Produção, este proporá, [CONFIDENCIAL], o nome de até [CONFIDENCIAL] novas entidades por cada uma das entidades que a Autoridade da Concorrência tiver recusado, até que esta aprove uma lista composta por pelo menos [CONFIDENCIAL] entidades.
- 3.6 Caso a Autoridade da Concorrência aprove [CONFIDENCIAL] ou mais entidades, a EDP Produção iniciará negociações com alguma ou com todas as entidades aprovadas pela Autoridade da Concorrência com vista a obterem um acordo sobre o Mandato.
- 3.7 Caso a Autoridade da Concorrência não aprove mais do que [CONFIDENCIAL] entidade, a EDP Produção poderá, em alternativa ao procedimento previsto no parágrafo 3.5 da presente Secção, negociar com a entidade aprovada com vista a obter um acordo sobre o Mandato.

- 3.8 A EDP Produção negociará livremente com as entidades aprovadas pela Autoridade da Concorrência, devendo apresentar à Autoridade da Concorrência, com pelo menos [CONFIDENCIAL], um Mandato devidamente assinado, que seguirá a minuta prevista no Anexo 1, [CONFIDENCIAL].
- 3.9 A entidade mandatada que vier a ser escolhida reiterará por escrito perante a Autoridade da Concorrência, nos termos do Anexo 1, a sua vinculação ao escrupuloso cumprimento dos deveres e obrigações derivados do Mandato conferido e a Autoridade da Concorrência aceitará esta declaração que será comunicada à EDP Produção pela entidade mandatada.
- 3.10 Verificando-se uma situação de [CONFIDENCIAL].

## **D. Entrada em vigor dos Compromissos e Mediação**

### **1. Compromissos em geral**

- 1.1. Os Compromissos são oferecidos exclusivamente no contexto da Operação, sendo vinculativos em relação à EDP Produção e às empresas do Grupo EDP.
- 1.2. Sem prejuízo do referido acima, o alcance decorrente da implementação e execução dos Compromissos é completado pelos efeitos decorrentes da implementação e execução dos compromissos assumidos pela EDP no âmbito do processo de controlo de concentrações "02/2008 – EDP / Pebble Hydro \* H. Janeiro de Baixo", com o objectivo de permitir ao Grupo EDP, sob supervisão da Autoridade da Concorrência, desenvolver um conjunto de iniciativas com vista à dinamização do mercado eléctrico a nível ibérico. A implementação e execução conjugadas do conjunto de compromissos referido irá introduzir alterações na dinâmica concorrencial do sector eléctrico a nível ibérico e permitirá a entrada imediata de forças concorrenciais adicionais, com acesso a tecnologia [CONFIDENCIAL – Mecanismos tendentes a permitir a implementação dos Compromissos]. Por estes motivos, é entendimento da EDP Produção que a Autoridade da Concorrência deverá tomar em devida consideração os efeitos decorrentes da implementação e execução conjugadas dessas iniciativas na estrutura de concorrência do sector eléctrico nacional, em análises que realize de futuro.
- 1.3. Os Compromissos produzirão efeitos a partir da Data de Decisão.

### **2. Mediação**

- 2.1 Os diferendos que venham a surgir entre a Autoridade da Concorrência e a EDP Produção no âmbito dos Compromissos serão resolvidos de modo faseado, nos seguintes termos:
  - a. numa primeira fase, de duração não superior a [CONFIDENCIAL], a Autoridade da Concorrência e a EDP Produção procurarão de boa-fé chegar a uma solução consensual;
  - b. não tendo sido possível chegar a uma solução consensual sobre todas ou algumas das questões objecto de diferendo, a Autoridade da Concorrência e a EDP Produção submeterão a resolução do diferendo a um painel de peritos, constituído *ad hoc* e composto por 3 (três) peritos, um indicado pela Autoridade da Concorrência, outro indicado pela EDP Produção e um outro escolhido por acordo dos dois primeiros; o painel de peritos deve propor uma solução para resolver o litígio em prazo não superior a [CONFIDENCIAL] contados do início das suas funções;
  - c. a solução proposta pelo painel de peritos não é vinculativa, mas, se o diferendo persistir, a Autoridade da Concorrência tomará uma decisão definitiva sobre a questão em apreço, devidamente fundamentada, depois de comunicar o projecto de decisão à EDP Produção e de dar a esta última a faculdade de sobre ele se pronunciar em prazo razoável, nunca inferior a [CONFIDENCIAL].

**Lista de Anexos**

**Anexo 1.** Minuta do Contrato de Mandato [CONFIDENCIAL].

**ANEXO 1**

**Minuta de Contrato de Mandato [CONFIDENCIAL]**

**[CONFIDENCIAL]**