

PROCESSO CCENT. 02/2008
EDP / PEBBLE HYDRO * H. JANEIRO DE BAIXO

DECISÃO DE NÃO OPOSIÇÃO COM COMPROMISSOS

DO CONSELHO DA AUTORIDADE DA CONCORRÊNCIA

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

25/06/2008

Índice

<u>I – INTRODUÇÃO</u>	<u>4</u>
<u>II – AS PARTES.....</u>	<u>5</u>
2.1. Sociedade Adquirente.....	5
2.2. Empresas a Adquirir	6
2.2.1. Pebble Hydro.....	6
2.2.2. H. Janeiro de Baixo	7
<u>III – NATUREZA DA OPERAÇÃO</u>	<u>8</u>
<u>IV – CARACTERIZAÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL</u>	<u>10</u>
4.1. Enquadramento Legislativo do Sector da Electricidade.....	10
4.2. O MIBEL: Mercado Ibérico de Electricidade.....	12
4.3. A Produção em Regime Especial	15
4.4. Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual.....	16
4.5. Tarifa de Venda a Clientes Finais pelo CUR.....	16
4.6. Enquadramento da produção hidroeléctrica e o regime legal do uso do domínio público hídrico	17
<u>V – MERCADO(S) RELEVANTE(S)</u>	<u>19</u>
5.1. Mercado Do Produto Relevante.....	19
5.1.1. Posição da Notificante.....	19
5.1.2 Posição da Autoridade da Concorrência.....	21
5.1.3. Conclusão da definição de Mercado do Produto Relevante	27
5.2. Mercado Geográfico Relevante.....	28
5.2.1. Posição da Notificante.....	28
5.2.2. Posição da Autoridade da Concorrência.....	30
A separação dos mercados Português e Espanhol ocorre com frequência elevada	30
A capacidade comercial de importação não é um valor firme e a sua expansão ocorrerá num horizonte ainda incerto	34
Portugal e Espanha registam estruturas de oferta distintas em termos de tecnologias de produção e níveis de concentração	39
A separação de mercados em zonas de preço tem correspondência na delimitação do mercado geográfico relevante.....	43
5.2.3. Conclusão do Mercado Relevante	46
5.3. Mercado relacionado	46
5.3.1 Mercado relacionado de serviços de ajuste de sistema.....	46
5.3.1.1. Da delimitação do mercado de produto	46
5.3.1.2. Da dimensão geográfica.....	50
5.3.2. Mercado relacionado da comercialização de energia eléctrica ao cliente final	50
5.3.2.1. Da delimitação do mercado de produto	51

5.3.2.2. Da dimensão geográfica.....	52
<u>VI – AVALIAÇÃO JUS-CONCORRENCIAL</u>	<u>54</u>
6.1. Mercado Relevante da produção de energia eléctrica em Portugal Continental.....	54
6.1.1. Estrutura da Oferta	54
6.1.2. O Grupo EDP como indispensável à satisfação da procura de energia eléctrica em Portugal Continental.....	56
6.1.3. O Grupo EDP como dominante na marcação do preço da produção de energia eléctrica em Portugal Continental.....	59
6.1.4. Ordem de mérito das ofertas de produção de energia eléctrica em mercado.....	61
6.1.5. A importância das centrais hidroeléctricas na formação do preço em Portugal Continental.....	64
6.1.6. As compensações CMEC não previnem a existência de incentivos à manipulação do preço.....	68
6.1.7. A EDP deverá preservar a sua posição dominante no horizonte dos próximos três a cinco anos.....	73
6.1.8 Efeitos jus-concorrenciais da presente operação de concentração no mercado relevante da produção eléctrica em Portugal Continental.....	77
6.1.8.1. Resumo dos argumentos da Notificante	77
6.1.8.3 Posição da Autoridade da Concorrência	79
6.1.8.3.1. Efeitos unilaterais decorrentes da sobreposição horizontal no mercado relevante da produção de energia eléctrica em território nacional.....	79
<i>Controlabilidade das centrais mini-hídricas da Pebble Hydro e da Notificante</i>	<i>79</i>
<i>A Notificante tem ao seu dispor instrumentos que possibilitam a gestão estratégica do parque de centrais mini-hídricas no cenário pós-concentração</i>	<i>94</i>
6.1.8.3.2. Alterações estratégicas resultantes da gestão integrada do parque hídrico da EDP com centrais mini-hídricas da Pebble Hydro.....	96
6.2. Mercado relacionado de serviços de ajuste de sistema.....	101
6.2.1 Estrutura da Oferta	101
6.2.2. Efeitos Jus-concorrenciais da presente operação no mercado relacionado de serviços de ajuste de sistema.....	104
6.3. Mercado relacionado de comercialização de energia eléctrica ao cliente final	104
6.4. Concorrência potencial no âmbito dos procedimentos concursais relativos ao Plano Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico.....	107
6.5. Conclusão da análise jus-concorrencial.....	111
<u>VIII – COMPROMISSOS E OBRIGAÇÕES</u>	<u>113</u>
<u>IX – AUDIÊNCIA PRÉVIA.....</u>	<u>116</u>
<u>X – CONCLUSÃO</u>	<u>127</u>

DECISÃO
DE NÃO OPOSIÇÃO COM SUJEIÇÃO A COMPROMISSOS
DO CONSELHO DA AUTORIDADE DA CONCORRÊNCIA

PROCESSO CCENT. 02/2008 – EDP / PEBBLE HYDRO * H. JANEIRO DE BAIXO

I – INTRODUÇÃO

1. Em 3 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 empresa EDP – Energias de Portugal, S.A. (“EDP”), 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”).
2. A operação notificada configura 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.
3. 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.
4. 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.

II – AS PARTES

2.1. Sociedade Adquirente

5. A EDP — Energias de Portugal, S.A., criada em 1976, é a *holding* do Grupo EDP, com actividades nas áreas de produção, comercialização e distribuição de electricidade em Portugal e Espanha, onde detém o controlo da *Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A.*.
6. O grupo EDP opera em Portugal Continental, no sector de electricidade, um conjunto de 50 centrais hidroeléctricas, sendo 26 em Produção em Regime Ordinário (PRO) e 24 em Produção em Regime Especial (PRE)¹.
7. No sector da electricidade, a EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A. (“EDP Produção”), uma empresa do grupo adquirente EDP, notificou em 14 de Janeiro de 2008, uma operação de concentração entre empresas, junto da Autoridade da Concorrência, decorrente da celebração de um contrato entre esta e a EDIA – Empresa de Desenvolvimento e Infra-Estruturas de Alqueva, S.A. (“EDIA”), que consiste na aquisição do controlo exclusivo sobre os direitos de exploração da componente hidroeléctrica das infra-estruturas integrantes do sistema primário do empreendimento de fins múltiplos de Alqueva (“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 eléctrica², que se encontra em sede de instrução por esta Autoridade, e cujos efeitos jus-concorrenciais serão analisados nessa outra operação de concentração.
8. 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.
9. A nível internacional, o Grupo 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*.

¹ A explicação mais detalhada destes 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.

² Segundo Aviso promovido pela Autoridade da Concorrência, nos termos e para os efeitos previstos no artigo 33.º da Lei da Concorrência, em 22 de Janeiro de 2008.

10. Os volumes de negócios do grupo EDP, calculados nos termos do artigo 10.º da Lei da Concorrência, foram os seguintes:

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

	2004	2005	2006
Portugal	[>150]	[>150]	[>150]
EEE	[>150]	[>150]	[>150]
Mundial	[>150]	[>150]	[>150]

Fonte: EDP, notificação.

2.2. Empresas a Adquirir

2.2.1. Pebble Hydro

11. A Pebble Hydro é uma sociedade veículo do Grupo australiano *Babcock & Brown*, detida integralmente pela *Babcock & Brown Hydro Holding S.A.R.L.* (a "*Babcock Hydro*"), que se dedica à prestação de serviços de consultoria para os negócios e gestão.
12. Por sua vez, a Pebble Hydro detém a totalidade do capital social da Enersis — Sociedade Nacional de Energia, S.G.P.S., S.A. (a "*Enersis*")³, cuja actividade principal é a gestão de participações sociais como forma indirecta do exercício de actividades económicas.
13. A Pebble Hydro controla [CONFIDENCIAL], um conjunto de [CONFIDENCIAL] sociedades que têm por objecto a execução, gestão e exploração de instalações e sistemas para a produção de energia a partir de recursos renováveis — *maxime* hídricos — em fins únicos ou múltiplos, incluindo rega, abastecimento de água e outros conexos, assim como quaisquer outras actividades relacionadas com este objecto, a saber: Hidrocorgo — Hidroelétrica do Corgo, S.A.; Hidrotuela — Hidroelétrica do Tuela, S.A.; Hidroelétrica de Fagilde, Lda; Hidroelétrica de Penacova, Lda; Hidroelétrica de Pinhel, Lda; Hidroelétrica do Rabaçal Ponte, Lda; Minihídrica do Palhal, Lda.

³ O grupo Enersis continuará activo no mercado de produção de electricidade, sobretudo no segmento eólico, sendo que apenas a sociedade Enersis — Sociedade Nacional de Energia, S.G.P.S., S.A. é vendida no âmbito da presente operação de concentração.

14. Por seu turno, as sociedades acima identificadas detêm e exploram um conjunto de 11 aproveitamentos mini-hídricos que se encontram distribuídos pelo território nacional continental.
15. A Pebble Hydro, através da [CONFIDENCIAL], detém ainda um projecto para a exploração de um outro aproveitamento mini-hídrico — [CONFIDENCIAL] — que se encontra numa fase inicial de licenciamento⁴, e que caso venha a ser devidamente licenciado, nos termos do projecto, terá uma capacidade instalada de [0-10] MW⁵.
16. Os volumes de negócios da Pebble Hydro, calculados nos termos do artigo 10.º da Lei da Concorrência, foram os seguintes:

Tabela 2: Volumes de negócios da Pebble Hydro (milhões de euros):

	2004	2005	2006
Portugal	[<150]	[<150]	[<150]
EEE	[<150]	[<150]	[<150]
Mundial	[<150]	[<150]	[<150]

Fonte: Pebble Hydro, notificação.

2.2.2. H. Janeiro de Baixo

17. A H. Janeiro de Baixo tem por objecto a produção e venda de energia eléctrica, bem como a concepção, o estudo e a construção de pequenos aproveitamentos mini-hídricos para produção de energia, tendo para o efeito iniciado um processo para exploração de um aproveitamento mini-hídrico (o “H. Janeiro de Baixo”), cuja capacidade instalada, de acordo com o projecto, é de cerca de [0-10] MW⁶.

⁴ Segundo as informações disponibilizadas pela Notificante na notificação, no âmbito do processo de licenciamento para o aproveitamento mini-hídrico de [CONFIDENCIAL], foram apenas emitidos (i) a licença de utilização de águas e, (ii) a licença de estabelecimento para central hidroeléctrica. No entanto, a Notificante admite o início de exploração deste aproveitamento para 2010, esperando geração de volume de negócios a partir dessa mesma data, estimada em [CONFIDENCIAL] para 2010 e [CONFIDENCIAL] em 2013 (De acordo com a tarifa PRE definida no Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Março, e legislação subsequente nomeadamente o Decreto-Lei n.º 339-C/01, de 29 de Dezembro, e Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de Fevereiro).

⁵ Segundo as informações disponibilizadas pela Notificante na notificação, a licença de estabelecimento emitida a favor da [CONFIDENCIAL].

⁶ Segundo as informações disponibilizadas pela Notificante na notificação, no âmbito do referido processo, foi emitida, em 16 de Fevereiro de 2007, licença de estabelecimento para este aproveitamento mini-hídrico, que determina em 3.000 kVA a potência máxima a injectar na rede pública. A Notificante destaca, no entanto, que esta sociedade ainda não desenvolve qualquer actividade de produção e venda de energia eléctrica, à data da notificação.

18. A H. Janeiro de Baixo é controlada em exclusivo pela Veryotherco — Consultoria de Investimentos e Serviços, S.A. (a “Vetyotherco”) —, que detém [CONFIDENCIAL], representativas de [CONFIDENCIAL] do capital social desta sociedade, sendo os restantes [CONFIDENCIAL] detidos por [CONFIDENCIAL]. A Veryotherco, por sua vez, é controlada pela Babcock & Brown Portugal Holding S.A.R.L., que detém a totalidade do seu capital social, sociedade esta que pertence ao *Grupo Babcock & Brown*⁷.
19. Segundo a Notificante, a H. Janeiro de Baixo [CONFIDENCIAL] nos termos do artigo 10.º da Lei da Concorrência.
20. No entanto, a Notificante admite o início de exploração deste aproveitamento para 2010, esperando geração de volume de negócios a partir dessa mesma data, estimada em € [CONFIDENCIAL] para 2010 e € [CONFIDENCIAL] em 2013.⁸

III – NATUREZA DA OPERAÇÃO

21. A operação de concentração em causa consiste na aquisição, pela empresa EDP, do controlo exclusivo sobre as empresas Pebble Hydro e H. Janeiro de Baixo, na sequência da celebração de um Contrato-Promessa de Cessão de Quotas e Suprimentos (o “Contrato-Promessa”), entre a EDP e o Banco Espírito Santo de Investimento (o “BESI”), no passado dia 21 de Dezembro de 2007⁹.
22. A Notificante informa que a assinatura do Contrato-Promessa acima referido foi precedida da celebração, nesse mesmo dia, de dois Contratos de Divisão e Cessão de Quotas e Créditos, nos termos dos quais, e segundo as condições estabelecidas pelas partes em cada um dos contratos, o BESI adquiriu duas quotas correspondentes a 80% do capital social da Pebble Hydro¹⁰ e da H. Janeiro de Baixo¹¹, respectivamente, ambas sociedades controladas em

⁷ Cfr. de acordo com informação disponibilizada pela Notificante, tal informação encontra-se no Relatório e Contas do Grupo *Enersis*, na parte relativa à Veryotherco, constante do Anexo 8, página 119 e seguintes.

⁸ De acordo com a tarifa PRE definida no Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Março, e legislação subsequente nomeadamente o Decreto-Lei n.º 339-C/01, de 29 de Dezembro, e Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de Fevereiro.

⁹ Em 21 de Dezembro de 2007 foi celebrado o Contrato-promessa, nos termos do qual o BESI promete alienar à EDP, que por sua vez promete adquirir, um conjunto de Direitos que incluem: (i) quotas representativas de 80% do capital social da Pebble Hydro; (ii) uma quota representativa de 80% da H. Janeiro de Baixo; e, (iii) suprimentos sobre a Pebble Hydro.

¹⁰ De acordo com informação disponibilizada pela Notificante, foi celebrado um Contrato de Divisão e Cessão de Quotas e de Créditos (o “Contrato Pebble Hydro”) entre a Babcock Hydro, o BESI e a EDP, nos termos do qual a Babcock Hydro (a “Cedente”) cede ao BESI (o “Cessionário”) uma quota correspondente a 80% do capital

exclusivo pelo mesmo grupo empresarial, o grupo australiano *Babcock & Brown*. A EDP, por sua vez, adquiriu quotas correspondentes aos restantes 20% do capital social das referidas sociedades. Ambos os Contratos que vimos de descrever fazem uma referência expressa a um e a outro, nos seus Considerandos, evidenciando a ligação jurídica, material e negocial das referidas transacções.

23. Da celebração dos referidos Contratos de Divisão e Cessão de Quotas resulta, no entendimento da Notificante, uma alteração da estrutura de controlo das sociedades Pebble Hydro e H. Janeiro de Baixo, que passaram a ser controladas em exclusivo pelo BESI. No entanto, alega a Notificante, que essa alteração não é havida como uma concentração de empresas por se encontrar abrangida pela excepção constante da alínea c) do n.º 4 do artigo 8º da Lei Concorrência, razão pela qual não carece de notificação prévia à Autoridade da Concorrência. Com efeito, atenta a informação disponibilizada pela Notificante quanto ao preenchimento dos requisitos estipulados naquela alínea, concorda esta Autoridade com o entendimento efectuado pela Notificante.
24. Diferentemente, a aquisição pela EDP das quotas actualmente detidas pelo BESI, originam uma alteração da estrutura de controlo das sociedades Pebble Hydro e H. Janeiro de Baixo, nos termos da qual a EDP passa a deter o seu controlo em exclusivo (a "Operação"), consubstanciando uma operação de 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 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.

social da Pebble Hydro, e 80% dos suprimentos e prestações acessórias realizadas pela cedente; e, cede à EDP (a "Cessionária"), duas quotas correspondentes a 20% do capital social da Pebble Hydro, e 20% dos suprimentos e prestações acessórias realizadas pela cedente. Em resultado do presente contrato, o BESI adquire o controlo exclusivo da Pebble Hydro, passando a deter uma quota correspondente a 80% do capital social, suprimentos e prestações acessórias. A EDP, por sua vez, é titular de duas quotas, correspondentes a 20% do capital social da Pebble Hydro, suprimentos e prestações acessórias.

Os Cessionários (BESI e EDP) acordam ainda alterar a denominação social da Enersis, tão rápido quanto possível, [CONFIDENCIAL] — [CONFIDENCIAL] —, limitando, tanto quanto possível, a sua utilização à gestão corrente da própria sociedade.

¹¹ Na mesma data, 21 de Dezembro de 2007, foi celebrado um Contrato de Cessão de Divisão e Cessão de Quotas e Créditos (o "Contrato Janeiro de Baixo") entre a Veryotherco, [CONFIDENCIAL] (os "Cedentes" ou os "Sócios"), e o BESI e a EDP (os "Cessionários"), para cessão das quotas e créditos da sociedade Hidroeléctrica de Janeiro de Baixo, Lda. (a "H. Janeiro de Baixo").

Este segundo contrato, celebrado com outra sociedade do Grupo Babcock & Brown (a Veryotherco é integralmente detida pela Babcock Hydro), insere-se na referida estratégia deste grupo de desinvestir todas as suas actividades no sector da produção de electricidade a partir de aproveitamentos mini-hídricos.

Nos termos deste segundo Contrato Janeiro de Baixo, os Sócios cedem ao BESI uma quota representativa de 80% do capital social da sociedade H. Janeiro de Baixo, resultante da [CONFIDENCIAL]. Os Sócios cedem ainda à EDP três quotas, representativas, no conjunto, de 20% do capital social da sociedade H. Janeiro de Baixo, após divisão das quotas mencionada no parágrafo anterior. Pelo presente contrato, os Sócios cedem ao BESI e à EDP créditos que correspondem a 80% das prestações suplementares realizadas pela Veryotherco.

25. Para além dos contratos *supra* citados que formalizam a operação de concentração, foi ainda celebrado entre a [CONFIDENCIAL], a EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A., (a EDP Produção), a Pebble Hydro, a Veryotherco e o BES SA (o BES), um Contrato de [CONFIDENCIAL], nos termos do qual a [CONFIDENCIAL – informação relativa a outro contrato celebrado no âmbito da presente transacção e cujos efeitos não relevam para a apreciação jus-concorrencial da concentração, embora sejam parte da transacção].
26. Segundo a Notificante, os contratos de [CONFIDENCIAL – informação relativa a outro contrato celebrado no âmbito da presente transacção e cujos efeitos não relevam para a apreciação jus-concorrencial da concentração, embora sejam parte da transacção].
27. Através da Transacção, a EDP irá adquirir ao BESI o controlo exclusivo de um conjunto de 11 centrais mini-hídricas actualmente exploradas em exclusivo pela Pebble Hydro através das suas participadas, bem como dos [CONFIDENCIAL]. A H. Janeiro de Baixo ainda não iniciou qualquer actividade, uma vez que o projecto para a construção e exploração de uma central mini-hídrica se encontra em fase de licenciamento, como anteriormente referido.

IV – CARACTERIZAÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL

4.1. Enquadramento Legislativo do Sector da Electricidade

28. Em 2006, por meio do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro¹², e do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto¹³, 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

¹² 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.

¹³ 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

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.

29. 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.
30. 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).
31. 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.
32. 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.
33. O relacionamento comercial entre os diferentes agentes que compõem o SEN enquadram as duas modalidades de comercialização de energia eléctrica citados *supra* no ponto 29, sendo conferida a cada uma das três categorias de agentes a possibilidade de realizarem importações e exportações de energia eléctrica com países terceiros.
34. 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

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

35. Presentemente, todos os consumidores portugueses, sem excepção, possuem o estatuto de clientes elegíveis¹⁴, 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

36. 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.”*

37. 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.”*

tensão.

¹⁴ 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).

38. 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).
39. 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.
40. 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.
41. 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.
42. 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.
43. 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 2006¹⁵, 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.

44. 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.
45. 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.¹⁶
46. 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.
47. 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.
48. 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.

¹⁵ CNE/ERSE, "Proposta de Mecanismo de Gestão conjunta da interligação Portugal/Espanha", de 14 de Março de 2006.

4.3. A Produção em Regime Especial

49. 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 fontes renováveis (eólica, mini-hídrica e biomassa) e de co-geração (por co-geração entende-se a produção simultânea de calor e electricidade).
50. Por se entender que estas formas de produção produzem externalidades positivas para o sistema (redução de emissões de CO₂, 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.
51. Em 2007, a PRE correspondeu a cerca de 20,2% da produção de energia eléctrica em Portugal Continental¹⁷, 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.
52. 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.
53. 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.
54. 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.

¹⁶ 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.

4.4. Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual

55. 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.
56. 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.
57. 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

58. Como já foi referido no parágrafo 32, a EDP Serviço Universal assume o papel do CUR ao vender a energia a clientes finais, a uma tarifa que é regulada pela ERSE.
59. 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.
60. 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

¹⁷ Vide REN, Informação Mensal, Sistema Electroprodutor, Dezembro de 2007, disponível em www.ren.pt.

sejam superiores aos custos de fornecimento, resulta uma devolução financeira ajustada nas tarifas do ano seguinte.

61. 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 procura¹⁸, aumentos dos preços grossistas far-se-ão sentir sobre a grande maioria dos consumidores.

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

62. Com a publicação da Lei da Água¹⁹ 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.
63. 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.
64. 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).
65. 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

¹⁸ ERSE, Mercado Liberalizado, Dezembro de 2007, disponível em www.erse.pt.

¹⁹ 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.

cedente enquanto durar o prazo do respectivo título de utilização (cfr. artigo 26.º do Decreto-Lei n.º 226-A/2007).

66. 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.
67. 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.²⁰
68. Em Novembro de 2007, é publicado o Plano Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico²¹ (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.

²⁰ Cfr. Comunicado de 15.06.2007, *Cessação Antecipada dos CAEs*, disponível em www.edp.pt.

²¹ Disponível em www.inag.pt e www.portugal.gov.pt.

V – MERCADO(S) RELEVANTE(S)

5.1. Mercado Do Produto Relevante

5.1.1. Posição da Notificante

69. À semelhança da posição, por si defendida, no âmbito das operações de concentração anteriores (Enernova I, Enernova II e Enernova III)²², a Notificante sustenta que o mercado do produto relevante, para efeitos da presente operação de concentração, corresponde ao da produção de energia eléctrica com recurso à Produção em Regime Especial.
70. 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 anteriores *supra* referidos para justificar o seu entendimento relativamente ao mercado de produto relevante.
71. Ora, nas notificações submetidas pela EDP no contexto daquelas operações de concentração (Enernova I, II e III), a Notificante argumenta que o mercado liberalizado, que corresponde à Produção em Regime Ordinário, 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.
72. 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.

²² Vide Ccent. 16/2005 – Enernova/Ortiga*Safra, 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”; e Ccent. 06/2007 – Enernova / Eólica da Alagoa, decidida em 26 de Fevereiro de 2007 – “Enernova III”.

73. 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”²³, 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.
74. 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.
75. 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 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 satisfeita pela PRE.
76. Assim, a Notificante entende que, atendendo a que a PRE é a actividade desenvolvida pelas empresas a adquirir no âmbito do presente procedimento, e dadas as características específicas da produção de electricidade em regime especial *supra* expostas, deverá a avaliação jus-concorrencial da presente operação de concentração incidir sobre o mercado autónomo definido como sendo o da produção de energia eléctrica com recurso à Produção em Regime Especial.
77. Esta posição da Notificante relativamente ao mercado de produto relevante não impede, contudo, que esta reconheça 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.

²³ 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.

5.1.2 Posição da Autoridade da Concorrência

78. 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 actividades²⁴:

1. *Produção de electricidade*
2. *Transporte;*
3. *Distribuição;*
4. *Comercialização/fornecimento ao cliente final.*

79. Na acepção da Comissão Europeia²⁵, 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.

80. 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).

81. Em casos anteriores²⁶, 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.

²⁴ *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 em 30 de Novembro de 2005) e Ccent. 06/2007 – Enernova / Eólica da Alagoa (decidida em 26 de Fevereiro de 2007).

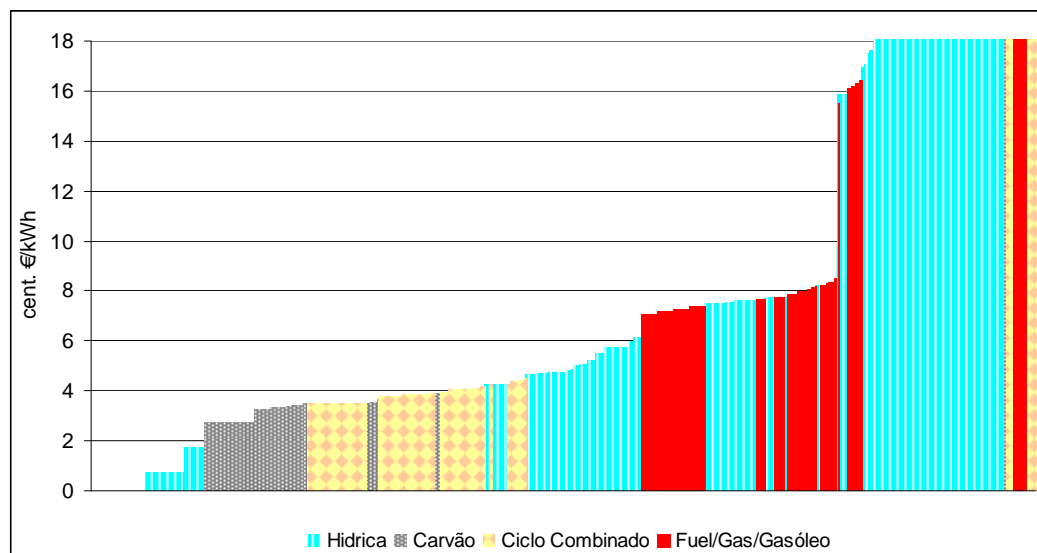
²⁵ *Vide* por exemplo, COMP. IV/M.1346 – EDF/London Electricity (decidida em 27 de Janeiro de 1999); COMP. IV/M.1606 – EDF South Western Electricity (decidida em 19 de Julho de 1999); COMP./M.2801 – RWE/INNOGY (decidida em 17 de Maio de 2002).

²⁶ *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 / Bolores* Eneraltius* Levante* Cabeço das Pedras* Malhadizes (decidida em 30 de Novembro de 2005) e Ccent. 06/2007 – Enernova / Eólica da Alagoa (decidida em 26 de Fevereiro de 2007).

82. 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.
83. 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.
84. Contudo, e 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.
85. 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.
86. Refira-se, neste contexto, o entendimento do Regulador do Sector (ERSE), exposto no Parecer enviado à Autoridade da Concorrência em 31 de Janeiro de 2008, em resposta a pedido desta última, no contexto do presente procedimento: “mesmo em regime de PRE, não se pode excluir a existência de incentivos a eventuais actuações estratégicas no sentido de modelar a disponibilidade da capacidade deste tipo de produção (...) de acordo com a conveniência de colocação de energia produzida em regime ordinário”.
87. Mais acrescenta aquela Entidade Reguladora 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 (...) por via das compras dirigidas a este mercado pelo CUR.”
88. 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.

89. 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.
90. Contudo, sendo os custos de produção de electricidade nestes dois tipos de centrais muito distintos – com um custo muito menor para as centrais a carvão –, 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.
91. 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: OMEL²⁷. Tratamento dos dados públicos disponíveis em www.omel.es pela AdC.

²⁷ 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.

92. 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.
93. 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.
94. 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.
95. 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.
96. Assim sendo, a electricidade produzida nas centrais que ocupam as posições de carga base²⁸ 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.

²⁸ A produção carga base é a produção que ocupa os primeiros lugares na ordem de mérito, entrando sempre para a satisfação da procura.

97. 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.
98. 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.
99. 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.
100. 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.
101. Cumpre notar que no seio do sistema PRO subsistem igualmente diferenças regulatórias importantes no que respeita à determinação das condições remuneratórias.
102. 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.
103. 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 95, 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.

104. 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.

105. 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 produção de energia eléctrica e as condições de homogeneidade do produto final, que é indistinto tratando-se da PRE ou da PRO.

106. 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 electricidade²⁹, no qual a PRE, em particular a de origem renovável, vai a mercado a preços próximos de zero.

107. 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

²⁹ 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.

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.

108. 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 Europeia³⁰, um agente com posição dominante pode influenciar o processo de formação dos preços através da retirada estratégica de capacidade de produção infra-marginal³¹ 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.

109. Acresce que mesmo que se admitisse PRE e 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 jus-concorrenciais suscitadas no âmbito dos processos Enernova I, II e III, bem como aquelas suscitadas em sede de instrução na presente operação de concentração.

110. 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.

5.1.3. Conclusão da definição de Mercado do Produto Relevante

111. 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 o mercado do produto relevante, para efeitos desta operação de concentração, corresponde ao mercado da produção de energia eléctrica³².

³⁰ 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*”.

³¹ Centrais infra-marginais correspondem a centrais com custo de produção inferiores àquelas que fixam o preço de equilíbrio.

5.2. Mercado Geográfico Relevante

5.2.1. Posição da Notificante

112. A Notificante entende que a PRE, dada a sua natureza regulada, terá necessariamente uma dimensão nacional.

113. Já no que diz respeito à PRO, e apesar de a Notificante excluir, do mercado relevante por si definido, este tipo de produção de electricidade, esta considera 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.”*³³

114. 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.*

115. 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.

116. 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.

117. 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

³² 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.

³³ Vide Notificação.

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).

118. 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 reduzidos de congestionamento implicam que os preços grossistas de referência de Portugal e Espanha sejam tendencialmente os mesmos.
119. Segundo os dados fornecidos pela Notificante na página 62 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].
120. 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.
121. 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.
122. De entre as causas estruturais apontadas para a diferença de preços ao nível grossista, refere, a Notificante, a menor margem de reserva³⁴ em Portugal comparativamente a Espanha, os portefólios de produção marginal estruturalmente diferentes e a [CONFIDENCIAL].
123. 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.

³⁴ Indicador que compara a capacidade nacional de produção disponível com a procura máxima verificada.

124. 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 portfólio de produção entre os dois países –, e o fim das tarifas de fornecimento regulado.

5.2.2. Posição da Autoridade da Concorrência

125. 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.

126. 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.

127. 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

128. A prática decisória, tanto desta Autoridade, como da Comissão Europeia³⁵, 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 frequentes.

129. 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.

³⁵ Veja-se, em particular, a exposição da Comissão Europeia relativamente à dimensão geográfica da produção de electricidade na decisão relativa ao caso COMP/M.3440 – EDP/ENI/GDP.

130. Em 2005, um ano de seca, registaram-se congestionamentos em mais de 30% das horas.³⁶ Já no ano 2006, reflexo de um melhor desempenho hidrológico (em particular no último trimestre) o nível de congestionamentos reduziu-se para aproximadamente 20% das horas.³⁷ No ano de 2007, novamente um ano com pior desempenho hidrológico, o nível de congestionamentos voltou a subir, para aproximadamente 53% das horas.³⁸ 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.³⁹

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 pela AdC.

131. 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.

132. Como referido no ponto 43, 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.

³⁶ De acordo com os cálculos efectuados por esta Autoridade a partir de informação constante do sítio na Internet www.omel.es.

³⁷ *Idem.*

³⁸ *Idem.*

³⁹ *Idem.*

133. 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.
134. No contexto da aplicação do mecanismo de separação de mercados, um congestionamento no sentido importador tem como significado económico o esgotamento da possibilidade de recorrer a unidades extra de energia provenientes de importação para satisfazer a procura doméstica.
135. 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.
136. 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.
137. 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.
138. 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.
139. 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.
140. 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)

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

Fonte: EDP⁴⁰. Tratamento da AdC.

141. Da Tabela 5 que se segue verifica-se, ainda, que a diferença entre os preços médios mensais de Portugal e Espanha foi superior a [20-30]%, 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)

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

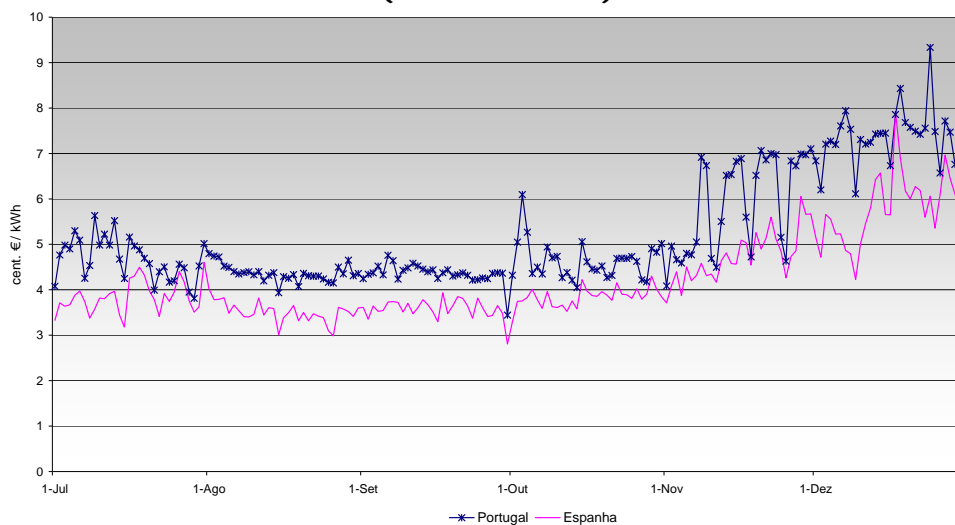
Fonte: OMEL. Tratamento dos dados públicos disponíveis em www.omel.es pela AdC.

142. Ilustram-se, ainda, no Gráfico 2 *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.

⁴⁰ Conforme a informação enviada pela Notificante no Anexo 8 da comunicação de 14/02/2008.

143. 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%.

Gráfico 2: Preços médios diários para Portugal e Espanha durante o 1º sem. do MIBEL (Jul. a Dez. 2007)



Fonte: OMEL. Tratamento dos dados públicos disponíveis em www.omel.es pela AdC.

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

144. 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.

145. 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], para o mesmo ano. Já

segundo a REN e REE, apenas se concluirão os investimentos que permitirão atingir uma capacidade de 3000 MW em 2014.⁴¹

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

147. 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.”*⁴²

148. 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.⁴³

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

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

Fonte: OMEL. Tratamento dos dados públicos disponíveis em www.omel.es pela AdC.

⁴¹ Vide *“Capacidade indicativa de interligação para fins comerciais para 2007 - Relatório Técnico”*, disponível em www.ren.pt, e <http://www.cne.es/cne/doc/mibel/01%20REE%20Jornadas%20MIBEL-Interconexiones.ppt>.

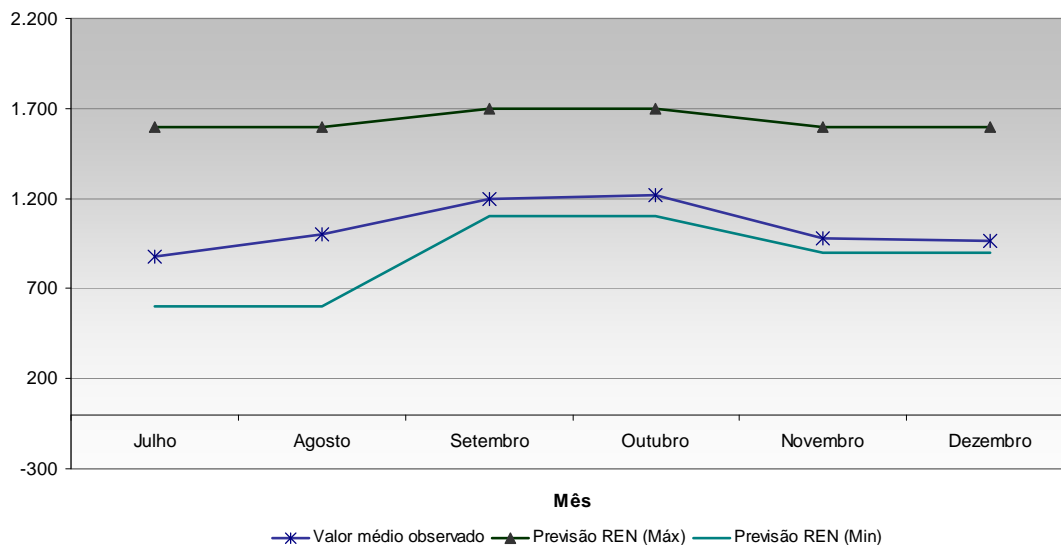
⁴² *“While “transfer capabilities” between one system and another are often quoted, it is understood by those who determine them, and those who use them, that these capabilities are approximations for a specific set of conditions and not firm values that apply at all times. Therefore, a published “transfer 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.

⁴³ 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.

149. 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.

150. 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 REN⁴⁴ 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.⁴⁵

Gráfico 3: Valor médio observado da Capacidade Interligação vs Previsões REN – Fora de vazio – no 1º sem. MIBEL (Jul. a Dez. 2007)

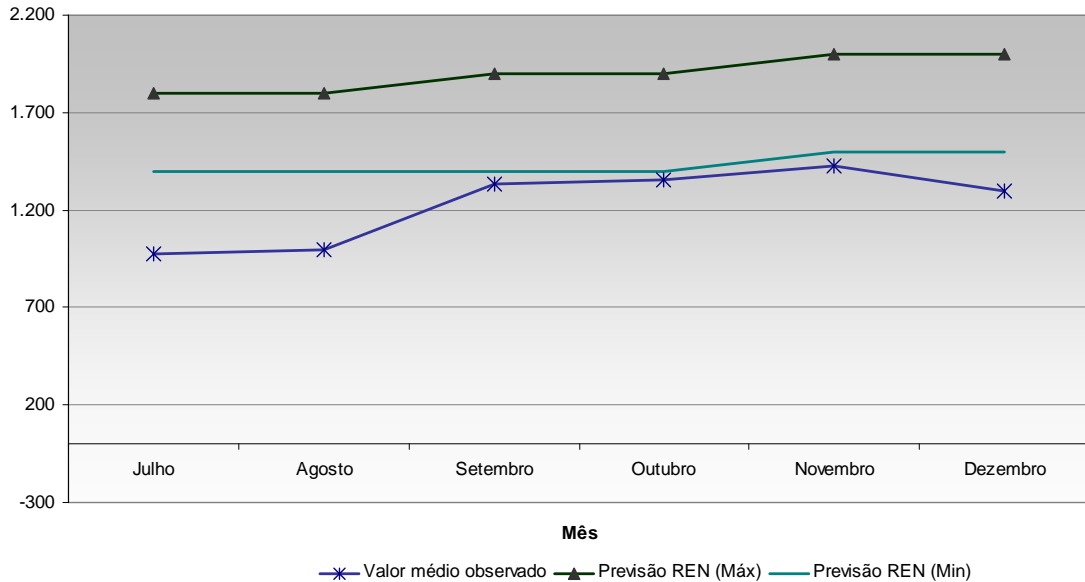


Fonte: OMEL e REN. Tratamento dos dados públicos disponíveis em www.omel.es e www.ren.pt pela AdC.

⁴⁴ Vide "Capacidade indicativa de interligação para fins comerciais para 2007 - Relatório Técnico", disponível em www.ren.pt.

⁴⁵ Calculadas a partir de informações recolhidas em www.omel.es pela AdC.

Gráfico 4: 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 e www.ren.pt pela AdC.

151. 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).

152. 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.

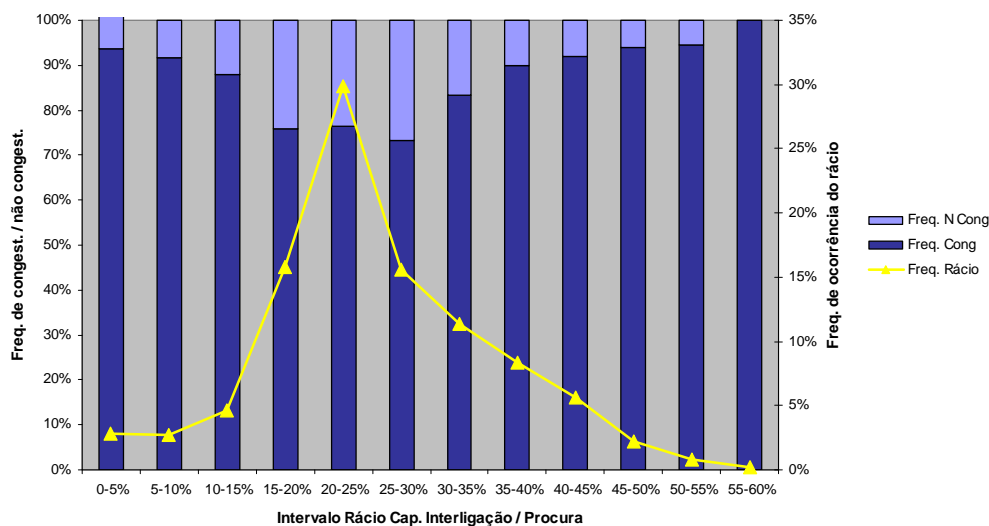
Tabela 7: Programa de indisponibilidades previstas para 2008 com influência na capacidade de interligação

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: REN⁴⁶. Informação disponível em www.ren.pt.

153. 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 5: Frequência da ocorrência de Congestionamento em função do rácio Capacidade Interligação/Procura (MD)



Fonte: OMEL. Tratamento dos dados públicos disponíveis em www.omel.es.

⁴⁶ Vide "Capacidade indicativa de interligação para fins comerciais para 2007 - Relatório Técnico", disponível em www.ren.pt.

154. O Gráfico 5 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 desses intervalos, no primeiro semestre do MIBEL.
155. 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%.
156. 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).
157. 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

158. 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.⁴⁷

⁴⁷ Vide Decisão da Comissão Europeia M.3440 EDP/ENI/GDP, de 9/12/2004.

159. 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.
160. 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"⁴⁸, 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.
161. 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.
162. 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.⁴⁹

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
Térmica	10,31%	40,42%	5,45	2,96	8,64	5,00	2,51	1,01
-Carvão+nuclear	6,36%	40,42%	3,78	2,96	4,89	5,00	2,51	1,01
- Fuel	3,95%	0,00%	8,13	-	8,64	-	7,99	-
Hídrica	13,82%	6,94%	4,72	4,02	7,53	8,00	2,81	1,31
Ciclo Combinado	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.

⁴⁸ Disponível em www.ren.pt.

⁴⁹ 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 tecnologia 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
Térmica	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
Hídrica	55,70%	17,41%	5,52	5,28	11,75	8,01	3,01	2,41
Ciclo Combinado	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.

163. 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.

164. 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.

165. Relativamente à determinação dos preços médios de licitação fora de vazio, em Portugal, a tecnologia de 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 das horas em Portugal (55,7%).

166. 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.

167. 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.

168. No entanto, o momento em que estes projectos se vão concretizar permanece ainda incerto, sendo mesmo incerto todos se acabarão por se efectivar.

169. 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.⁵⁰

170. 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.

171. 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.

172. Segundo um estudo realizado pela *London Economics*⁵¹ para a Comissão Europeia no âmbito do inquérito ao sector da energia, o Índice de Herfindahl-Hirschman (IHH)⁵² em Espanha assumiu, em 2005, um valor médio de 1.945 – 2.293⁵³, sendo que, em Portugal, este índice apresentou um valor de [4000-5000] (vide Decisão Enernova III)⁵⁴.

⁵⁰ "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.

⁵¹ 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>.

⁵² 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.

⁵³ 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.

⁵⁴ 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.

173. Já em 2006, em Portugal, o IHH foi de [4000-5000].⁵⁵ 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 mercado⁵⁶. 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/ENDESA⁵⁷, 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.

174. 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.

175. 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

176. 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.⁵⁸

⁵⁵ Vide Capítulo VI – Avaliação Jus-concorrencial.

⁵⁶ 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.

⁵⁷ Vide Decisão da Comissão Europeia M.4685 ENEL/ACCIONA/ENDESA, de 05/07/2007.

⁵⁸ Vide Decisão da Comissão Europeia M.3867 VATENFALL / ELSAM and E2 Assets, de 22/12/2005.

177. 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.
178. 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.
179. 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%).
180. A propósito da definição do mercado de 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.(...)”

“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 substituíbilidade do lado da oferta e a sua quota de mercado potencial calculada na base da capacidade de interligação disponível.”

181. 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).
182. 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.
183. 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 produzida⁵⁹.
184. 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.
185. Ora, não se vislumbrando preocupações jus-concorrenciais 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.

⁵⁹ 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 e www.ree.es e a informação constante da Notificação. Cfr. Nota de rodapé n.º 29.

186. 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.

187. 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.

5.2.3. Conclusão do Mercado Relevante

188. Face ao exposto, a Autoridade da Concorrência considera que o mercado relevante, para efeitos da presente operação de concentração, corresponde ao mercado da produção de energia eléctrica em Portugal Continental.

5.3. Mercado relacionado

5.3.1 Mercado relacionado de serviços de ajuste de sistema

5.3.1.1. Da delimitação do mercado de produto

189. Em decisões anteriores da Comissão Europeia⁶⁰ e da Autoridade da Concorrência⁶¹ foi deixada em aberto a possibilidade da contratação de serviços de ajuste de sistema poder constituir um mercado de produto distinto, nomeadamente no que se refere às restantes formas de comercialização admitidas no âmbito do MIBEL (mercados diário e intradiários).

⁶⁰ Vide Decisão da Comissão Europeia M.3440 – EDP/ENI/GDP, de 9/12/2004 e M.4685 ENEL/ACCIONA/ENDESA, de 05/07/2007.

⁶¹ Vide Ccent. 32/2006 – REN/Activos regulados do gás natural, decidida em 20 de Julho de 2006.

190. Em virtude da adquirida não participar na actualidade neste mercado, não se considera este como um mercado relevante para efeitos da presente operação de concentração. Tal não invalida que, da presente operação de concentração, possam resultar efeitos sobre este mercado, matéria esta que será objecto de análise no Capítulo VI – Avaliação Jus-concorrencial.
191. 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.
192. Conforme resulta do “*Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema de Junho de 2007*”⁶², a contratação destes serviços pode ser realizada mediante mercados organizados ou mediante contratos bilaterais, integrando dois tipos principais de serviços⁶³:
- 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);
 - 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.

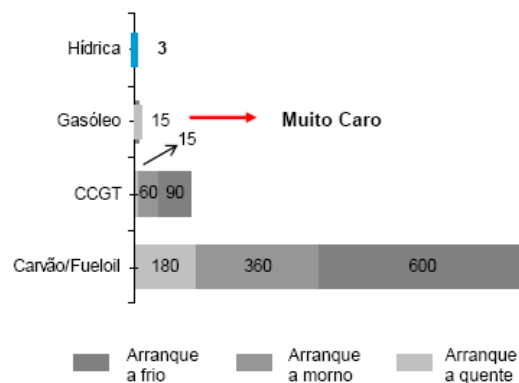
⁶² Disponível em www.edp.pt.

⁶³ Existem ainda outros serviços, nomeadamente a regulação primária, controle de tensão e arranque autónomo.

193. 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.

194. 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 6: Tempo de arranque por tecnologia (min)



Fonte: EDP.⁶⁴

195. Em resultado destas diferenças no tempo de arranque, a tecnologia hídrica detém uma vantagem sobre as restantes tecnologias, que se traduz numa representatividade maioritária deste tipo de tecnologia neste mercado.

196. 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.

197. 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.
198. 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.
199. 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.
200. No momento actual, 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. Nestes termos, 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.
201. 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 parte da produção de energia eléctrica implica que se considere o mercado dos serviços de ajuste de sistema como um mercado autónomo.
202. 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

⁶⁴ Vide as apresentações do Dia do Investidor publicadas no site da Notificante www.edp.pt.

possibilidade de cada tipo de serviço de sistema constituir um mercado de produto autónomo.

203. Saliente-se, no entanto, que, apesar de se tratarem de mercados autónomos, variações não antecipadas, em tempo real, da produção contratada no mercado diário conduzem a alterações na procura de serviços no mercado de serviços de ajuste de sistema.

204. Do exposto, nomeadamente o facto de o mercado ora definido se relacionar indirectamente com o mercado da produção de energia eléctrica, matéria que será objecto de análise no Capítulo VI – Análise Jus-concorrencial, a Autoridade da Concorrência define o mercado dos serviços de ajuste de sistema como um mercado relacionado.

5.3.1.2. Da dimensão geográfica

205. 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 gestor 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.

206. 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.

207. 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.

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

5.3.2. Mercado relacionado da comercialização de energia eléctrica ao cliente final

5.3.2.1. Da delimitação do mercado de produto

209. 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 Pebble Hydro 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.

210. A Autoridade da Concorrência, corroborando o entendimento da Comissão Europeia⁶⁵, 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).

211. Esta posição está de acordo com o Regulamento de Relações Comerciais⁶⁶ 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.

212. 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

⁶⁵ Vide Decisão da Comissão Europeia M.3440 – EDP/ENI/GDP, de 9/12/2004.

⁶⁶ Disponível em www.erse.pt.

com base em contas individuais de cliente, oferecendo serviços adicionais, como auditorias energéticas com fim de otimizar a facturação de energia dos respectivos clientes.

213. 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.

214. 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.

5.3.2.2. Da dimensão geográfica

215. Em decisão anterior da Comissão Europeia⁶⁷, o mercado de comercialização de electricidade em Portugal foi considerado como sendo o território nacional continental.

216. 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.

217. 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.

218. 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.

⁶⁷ Vide Decisão da Comissão Europeia M.3440 – EDP/ENI/GDP, de 9/12/2004.

219. 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”.
220. 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.
221. 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”⁶⁸, enquanto que em Espanha três empresas foram qualificadas com o mesmo estatuto (Iberdrola, Endesa e Union Fenosa)⁶⁹.
222. 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.

⁶⁸ 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.

⁶⁹ 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.

VI – AVALIAÇÃO JUS-CONCORRENCIAL

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

6.1.1. Estrutura da Oferta

223. 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 (%)
EDP (Total)	[9.000-10.000]	[60-70]	[20.000-30.000]	[50-60]	[60-70]	[50-60]
PRE	[400-500]	[0-10]	[1.000-2.000]	[0-10]		
PRO	[8.000-9.000]	[50-60]	[20.000-30.000]	[50-60]		
Tejo Energia (PRO)	[500-600]	[0-10]	[4.000-5.000]	[0-10]	[0-10]	[0-10]
Turbogás (PRO)	[900-1.000]	[0-10]	[4.000-5.000]	[0-10]	[0-10]	[0-10]
EDIA ⁷⁰	[200-300]	[0-10]	[100-200]	[0-10]	[0-10]	[0-10]
PRO	[200-300]	[0-10]	[100-200]	[0-10]	[0-10]	[0-10]
PRE	[10-20]	[0-10]	[0-10]	[0-10]	[0-10]	[0-10]
Pebble Hydro	[80-90]	[0-10]	[200-300]	[0-10]		
Outras (PRE)	[2.000-3.000]	[10-20]	[7.000-8.000]	[10-20]	[10-20]	[10-20]
Importação ^{a) b)}	[1.000-2.000]	[0-10]	[5.000-6.000]	[10-20]	[0-10]	[10-20]
Total	[14.000-15.000]	100,0	[40.000-50.000]	100,0	100,0	100,0
IHH ^{c)}		[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.

Notas:

- a) Conforme os valores reportados pela EDP na página 48 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 - Enernova / Eólica da Alagoa, e que apenas deverá ser reflectida nos dados relativos ao ano

⁷⁰ Cfr. parágrafo 7.

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).

224. 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 Pebble Hydro 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.

225. 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.⁷¹ Importa porém confirmar tal indício, matéria que será objecto da análise *infra*.

226. 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 [70-80] (capacidade instalada) e de [50-60] (produção anual)⁷².

227. 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.

228. Importa notar que, se conjugarmos os efeitos da presente operação de concentração no índice IHH, com aqueles que derivam da operação Ccent. 06/2008 EDP/EDIA (*vide* ponto 7)

⁷¹ 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).

⁷² 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

– 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

229. 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.

230. 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.

231. 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 Europeia⁷³ e outras autoridades nacionais de concorrência⁷⁴ na análise do mercado de produção de energia eléctrica.

232. 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).

233. Os cálculos efectuados pela Autoridade da Concorrência sobre este indicador, durante o segundo semestre de 2007, permitem verificar que em [90-100]⁷⁵ das horas a EDP constitui

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.

⁷³ Vide *Report on the Energy Sector Inquiry*, Comissão Europeia, Janeiro de 2007.

⁷⁴ Vide *Expediente de Concentración Económica C94/05, Gas Natural/Endesa, Tribunal de Defensa de La Competencia*, disponível em <http://www.cncompetencia.es/>.

⁷⁵ 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

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.

234. Note-se que a procura do mercado diário resulta da diferença entre a procura total e a produção PRE prevista no horizonte do mercado diário. Nessa medida, uma descida da PRE, detida pela EDP e susceptível de ser controlável, conduziria a uma subida da procura no mercado, o que teria um efeito de aumentar o indicador de indispensabilidade da EDP *supra* calculado.

235. 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.

236. Nesse sentido, a leitura da indispensabilidade deve ser complementada pelo indicador *Residual Supplier Index* (RSI)⁷⁶. Este indicador, calculado para um dado agente, computa o rácio entre a capacidade disponível de produção de terceiros agentes e a procura total.

237. Como refere a Comissão Europeia⁷⁷, 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.

período este não foi ofertado em mercado, conforme a informação pública das ofertas das centrais disponíveis em 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.

A central de Alqueva foi modelada como participando em todas as horas de fora de vazão. 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 vazão a central Alqueva gerida pela EDIA possa ser considerada como um elemento de potencial pressão concorrencial.

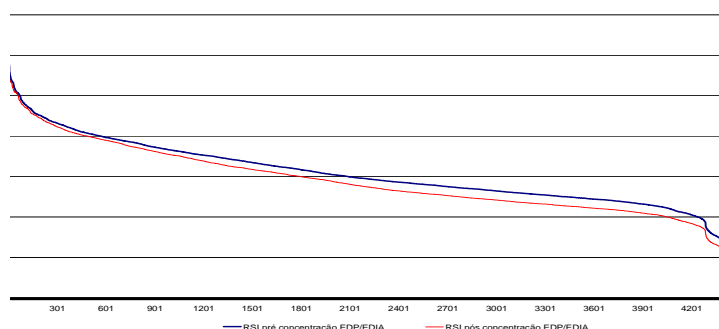
⁷⁶ A aplicação prática do indicador RSI foi desenvolvida pelo *California Independent System Operator*. Como refere o *"Energy Sector Inquiry"*, a aplicação do RSI demonstrou uma boa correlação com o índice de *Lerner* (índice de poder de mercado) no mercado da Califórnia no ano de 2000.

238. Seguindo a mesma metodologia adoptada para o cálculo do PSI⁷⁸, 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.

239. 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 é necessária para satisfazer pelo menos 25% da procura no mercado diário.

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

[CONFIDENCIAL]



Fonte: OMEL, Tratamento dos dados públicos disponíveis em www.omel.es.

240. Recorde-se, mais uma vez, que a procura veiculada no mercado diário corresponde à procura total subtraída da produção PRE. Nessa medida, e como referido para o indicador PSI, uma descida da PRE, detida pela EDP e susceptível de ser controlável, conduziria a uma subida da procura no mercado, o que teria um efeito de reduzir o RSI, aumentando a indispensabilidade da EDP para a satisfação da procura.

241. Em suma, reforçando a EDP a sua quota de mercado na produção de energia eléctrica em Portugal Continental com meios de produção susceptíveis de serem controláveis, a presente

⁷⁷ Vide "Report on the Energy Sector Inquiry", Comissão Europeia, Janeiro de 2007.

⁷⁸ Vide nota de rodapé 75.

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

242. 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.

243. 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.

244. 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 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.

245. 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 fuel⁷⁹ e em 21,5% pela tecnologia de Ciclo Combinado.

246. 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 Ccent. 06/2008, como anteriormente referido.

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

MW	Total	EDP	Turbogás	Tejo Energia	EDIA ⁸⁰	Pebble Hydro	Outros
Centrais Hidroeléctricas							
Albufeiras	2.403	[CONFIDENCIAL]			260		
Fios de Água	2.179	[CONFIDENCIAL]					
Centrais Termoeléctricas							
Carvão	1.776	[CONFIDENCIAL]		584			
Fuelóleo	1.476	[CONFIDENCIAL]					
Fuelóleo / Gás natural	236	[CONFIDENCIAL]					
Gasóleo	165	[CONFIDENCIAL]					
Gás natural	2.166	[CONFIDENCIAL]	990				
Produção em Regime Especial	3.187	[CONFIDENCIAL]			10	89,1	2.594
<i>Do qual Mini-hídrica</i>	370	[CONFIDENCIAL]			10	89,1	186
Capacidade de Importação a)	1.258						
Total	14.846	[CONFIDENCIAL]	990	584	270	89	2.594
%	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 e www.ren.pt, tratamento dos dados pela AdC.

a) Conforme os valores reportados pela EDP na página 48 da notificação.

247. Decorre do exposto que, no contexto Português, a ocorrência de congestionamentos na utilização da capacidade de interconexão com Espanha tem como consequência o acentuar

⁷⁹ 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.

⁸⁰ Cfr. parágrafo 7.

do poder da EDP em fixar os preços no mercado organizado, em particular nas horas fora de vazio, período em que a produção mini-hídrica PRE é superior.

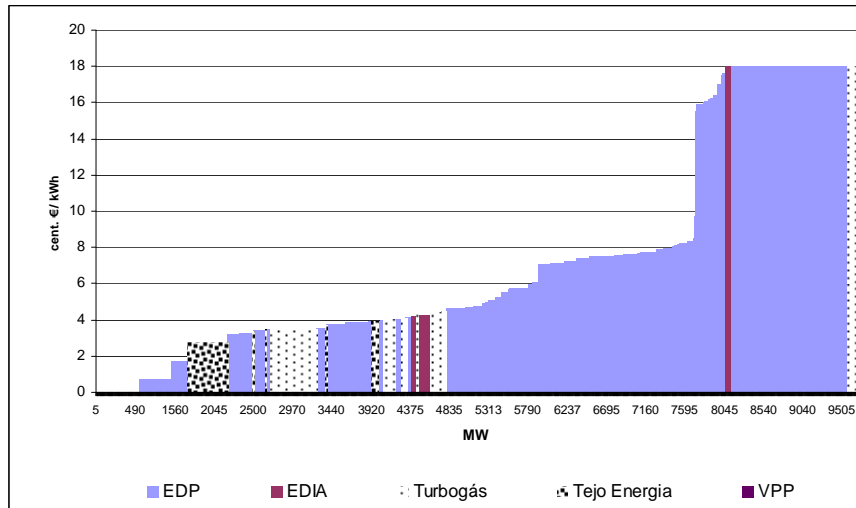
6.1.4. Ordem de mérito das ofertas de produção de energia eléctrica em mercado

248. 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.

249. 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.

250. Cumpre notar que, nesse dia, não foram colocados em mercado dois grupos geradores da EDP (um pertencente à central de ciclo combinado termoeléctrica 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 hidroeléctrico Tejo/Mondego.

Gráfico 8: Curva de oferta das unidades de produção em Portugal às 17 horas do dia 23/10/2007⁸¹



Fonte: OMEL. Tratamento da AdC de informação pública disponível em www.omel.pt.

251. 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 hidroeléctrica de Alqueva foi colocada a preços entre 4,25 e 4,28 cent. €/kWh⁸².

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

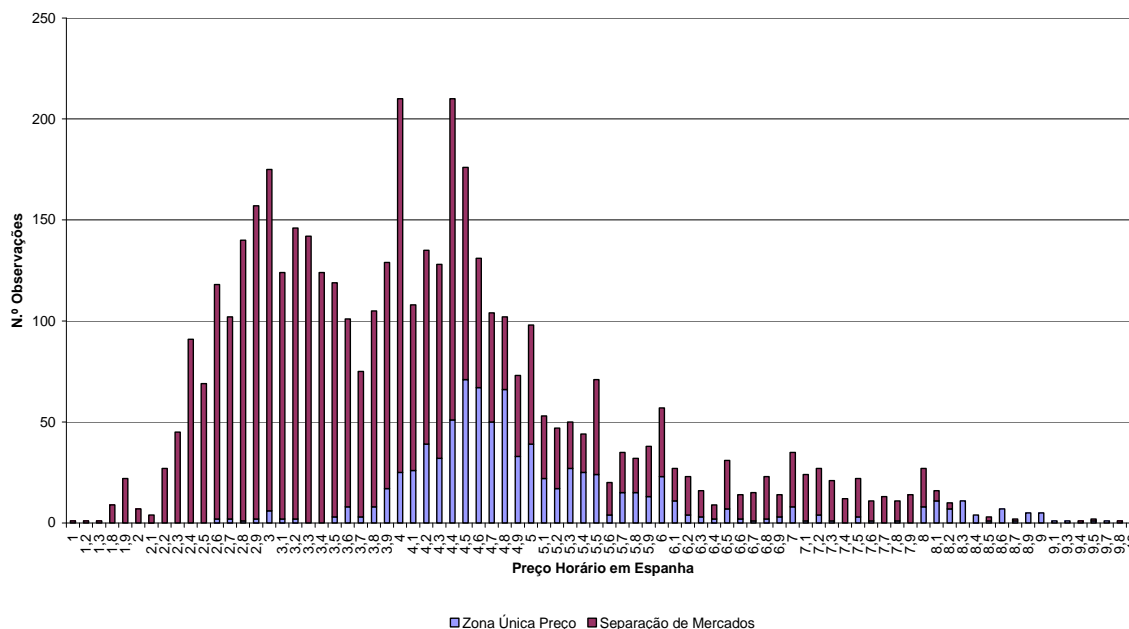
253. Para ofertas de quantidade / preço acima de 4,472 cent. €/kWh, a oferta de preço mais elevada da Turbogás, e verificando-se congestionamento, o preço é determinado pela EDP sem qualquer concorrência. Decidiu-se a EDP apresentar, em mercado, ofertas de preço mais elevado na zona em que não tem concorrência, 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.

⁸¹ 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.

⁸² Uma pequena parte da capacidade de produção da Turbogás e da central de Hidroeléctrica de Alqueva foi colocada ao preço máximo instrumental de 18 cent. €/kWh.

254. 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.
255. 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.
256. 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.
257. 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, diminui 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.

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

258. 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.

259. 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.

260. 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.

261. 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.
262. 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.
263. 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.
264. 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.
265. Em períodos de seca, o valor da água, assim calculado, poderá ser superior ao custo de uma central térmica a fuelóleo⁸³. 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

⁸³ 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.

não produtiva. Em tais situações, as centrais hidroeléctricas serão colocadas em mercado a um preço inferior ao das centrais a gás natural.⁸⁴

266. 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 energia eléctrica, maior o custo de oportunidade hoje de utilizar as centrais hidroeléctricas para produzir.
267. 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.
268. 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 adopta⁸⁵ 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.
269. 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.
270. 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.
271. 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.

⁸⁴ 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.

272. 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.
273. 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 conter considerandos de índole estratégica, sobretudo se este detiver uma posição dominante no mercado, como sucede com a Notificante.
274. 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.
275. 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.
276. 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.
277. 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).

⁸⁵ Conforme a Comunicação da Notificante de 07/03/2008.

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

278. 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.

279. 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.

280. 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.

281. O modelo Valorágua⁸⁶ 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.

282. 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:

⁸⁶ *Vide* apresentação do Modelo Valorágua, no Anexo I à Resolução de Conselho de Ministros n.º 1/2008, de 4 de Janeiro.

- 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)⁸⁷.
- ii. A componente de revisibilidade dos CMEC compara, numa base anual⁸⁸, 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.

283. 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.

284. 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.

285. 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,

⁸⁷ 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 reportados com CMEC negativos no Anexo VI do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, poderá ter aumentado.

que as centrais que não beneficiam dessas compensações incrementem o seu valor de mercado.

286. 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.

287. 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 central⁸⁹, equivaleu a cerca de [CONFIDENCIAL]% dos volumes totais contratados pela EDP no 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]%.

288. 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.

289. 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 verificada⁹⁰. 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.

290. A adição dos custos das emissões de CO₂ 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

⁸⁸ Nos primeiros 10 anos após a cessação existem ajustamentos anuais. Findos os 10 anos, existe um ajustamento final sem efeitos retroactivos.

⁸⁹ O Grupo 2 desta central, [CONFIDENCIAL], conforme informação enviada pela Notificante em 07.03.2008.

⁹⁰ Em sede de resposta a pedido de elementos da AdC de 08/02/2008.

volume de produção deverá aumentar, de modo que crescem os incentivos da Notificante no que toca a induzir crescimentos de preços no mercado diário.

291. 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.⁹¹

292. Com a adição da central hidroeléctrica de Alqueva ao parque electroprodutor da Notificante, matéria que é objecto da operação de concentração Ccent 06/2008 já *supra* referenciada, o peso da energia produzida cuja remuneração depende dos preços de mercado aumenta, uma vez que esta central não se encontra abrangida pelas compensações CMEC.

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

294. De facto, como referido nas decisões Erenova 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

⁹¹ Conforme comunicação da Notificante de 07/03/2008.

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).

295. 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.

296. 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.

297. 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.

298. 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

299. 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.

300. 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 62 da Notificação, [CONFIDENCIAL].

301. Já segundo a REN e a REE, apenas se concluirão os investimentos que permitirão atingir uma capacidade de 3000 MW em 2014.⁹² O horizonte em que se atingirá tal meta de capacidade de interligação apresenta-se incerto, embora se torne claro que, caso seja, [CONFIDENCIAL] não existirá alteração significativa em relação ao actual cenário de congestionamentos.

302. 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.

303. De acordo com informação publicada pela REN em Novembro de 2007⁹³, 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

⁹² 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.

⁹³ REN, IESOE – Interligação Eléctrica do Sudoeste da Europa, 39ª Reunião, 23 de Novembro de 2007, [Maio 2007 – Setembro 2007], Paris.

correspondem aos grupos geradores a instalar pela Notificante na Figueira da Foz, e outros dois em 2010. [CONFIDENCIAL].⁹⁴

304. Por outro lado, a existência [CONFIDENCIAL]⁹⁵.

305. 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.⁹⁶

306. 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.

307. 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 Nacional⁹⁷.

308. 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.

309. Em suma, os elementos colectados demonstram que, no horizonte dos próximos 3 a 5 anos, as condições da concorrência não serão significativamente alteradas no mercado da produção de energia eléctrica em Portugal.

⁹⁴ Vide Comunicação da Notificante de 07/03/2008.

⁹⁵ Vide Comunicação da Notificante de 14/02/2008, [CONFIDENCIAL].

⁹⁶ "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.

⁹⁷ "Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte 2009-2014 (2019)", REN.

310. 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.
311. Conforme informação transmitida pela Notificante⁹⁸, 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.
312. 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.
313. 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.
314. 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 limitrofes.
315. Tal é confirmado pelo documento que formaliza o PNBEPH⁹⁹, onde se aponta que os primeiros aproveitamentos apenas entrarão em serviço a partir de 2015 e que o plano se concluirá até 2020, [CONFIDENCIAL].

⁹⁸ Vide Comunicação da Notificante de 14/02/2008.

⁹⁹ "Plano Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico", Memória, Novembro de 2007, disponível em www.inag.pt.

316. 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.
317. 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.
318. Por último, o principal elemento susceptível de, no decurso dos próximos três 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).
319. 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.
320. 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.
321. 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*¹⁰⁰, "*as maiores crises de preços tendem a aparecer em períodos de pouco vento*".¹⁰¹

¹⁰⁰ "*Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generacion eléctrica en España*", Perez Arriaga, Junho de 2005.

¹⁰¹ *Idem*, tradução nossa da afirmação constante do 2.º parágrafo da página 227, "*las grandes crisis de precios tienden a aparecer en periodos de poco viento*".

6.1.8 Efeitos jus-concorrenciais da presente operação de concentração no mercado relevante da produção eléctrica em Portugal Continental

6.1.8.1. Resumo dos argumentos da Notificante

322. A Notificante argumenta que a adopção de hipotéticos comportamentos estratégicos no sentido de manipular a electricidade produzida em PRE com o desiderato de influenciar as quantidades e preços de electricidade transaccionada no mercado organizado não se afigura possível. Justifica este facto pela existência de constrangimentos físicos e económicos.

323. Do lado dos constrangimentos físicos, refere a Notificante que as albufeiras dos aproveitamentos mini-hídricos têm uma capacidade de armazenamento muito reduzida, o que resulta numa ausência de controlabilidade destas centrais, dado que toda a água que converge para uma central mini-hídrica é turbinada de imediato, produzindo energia, ou descarregada sem turbinamento.

324. Para as centrais mini-hídricas com alguma capacidade de armazenamento, a Notificante argumenta que estas apenas permitem ajustar a produção em poucas horas de funcionamento, e apenas em períodos de afluências baixas, o que corresponderá a níveis de produção muito pouco expressivos, tendo pois pouco impacto no mercado da PRO.

325. Mais argumenta, a Notificante, que não existe uma gestão conjunta destes empreendimentos mini-hídricos, sendo praticamente nula a capacidade para o fazer, uma vez que a produção de cada central mini-hídrica é pouco controlável, e devido ao facto de as centrais se encontrarem em localizações distintas.

326. Reforça, ainda, este argumento ao referir que mesmo que existisse algum grau de controlabilidade da produção, as condições de armazenamento, climatéricas e afluências teriam de estar perfeitamente alinhadas em todos os empreendimentos, de Norte a Sul do País, para que se pudesse tratar todos os empreendimentos como um único, gerindo-os conjuntamente e em função de objectivos comuns, o que se afigura como altamente improvável.

327. Do lado dos constrangimentos económicos, a Notificante aponta para a irracionalidade subjacente a uma hipotética tentativa de actuar estrategicamente com o objectivo de controlar a produção PRE, e por essa via influenciar o preço de mercado da PRO.

328. Segundo a Notificante, a exploração das centrais mini-hídricas é feita com vista a maximizar a produção, evitando os descarregamentos não produtivos. Outro objectivo passa por concentrar a sua produção nos períodos que têm uma remuneração maior. De facto, o Decreto de Lei n.º 339-C/2001 que define o tarifário da PRE estabelece dois períodos com tarifários diferentes. Um para as horas de vazio, que é definido entre as 22h e as 8h (Inverno) ou entre as 23h e as 9h (Verão), cujo pagamento ronda os 80 €/MWh, e outro para as horas de ponta e cheia, correspondentes às restantes horas, cujo pagamento ronda os 100 €/MWh.
329. A Notificante argumenta que existem constrangimentos económicos que desencorajam o uso da PRE para subir os preços da PRO, em resultado do facto do tarifário da PRE conduzir a um racional de concentrar a produção nos períodos fora de vazio, onde a remuneração é maior.
330. Sendo a remuneração da PRE superior ao preço de mercado da PRO, segundo a Notificante, não faria sentido reduzir a produção PRE, abdicando desta forma de uma remuneração mais elevada, de forma a induzir a um aumento de preços na PRO. Para além disso, refere a Notificante, a margem da qual estariam a abdicar na PRE é maior, pelo facto dos custos marginais da PRE serem quase nulos, enquanto que os custos marginais da PRO, nomeadamente a de origem térmica, são elevados.
331. Acrescenta, ainda, a Notificante, que a existência dos CMEC, segundo os quais um aumento de preços da PRO determinaria uma diminuição na compensação recebida pelos produtores que beneficiam destes, induz os operadores a actuarem de forma eficiente e concorrencial, não beneficiando desta forma de preços mais elevados.
332. Por fim, a Notificante argumenta que a aquisição das centrais mini-hídricas da Pebble Hydro em nada contribui para a colocar em vantagem face a outros concorrentes, por dispor de informação privilegiada, uma vez que a produção mini-hídrica depende, na sua quase totalidade, das condições de pluviosidade, uma vez que a capacidade de armazenamento é reduzida, o que não permite a sua controlabilidade.
333. Desta forma, afirma, a capacidade de previsão destas centrais está associada à capacidade de previsão das aflúncias aos respectivos cursos de água e, conseqüentemente, à capacidade de previsão de pluviosidade na bacia correspondente. Qualquer agente pode, assim, aferir a produção expectável numa central através do conhecimento dos indicadores de pluviosidade média dessa região.

334. Conclui assim, a Notificante, que a adopção de comportamentos estratégicos, para além de exigir a existência simultânea de regimes de afluência que os permitam, e de não existirem incentivos económicos para tal, seriam também de fácil detecção.

6.1.8.3 Posição da Autoridade da Concorrência

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

Controlabilidade das centrais mini-hídricas da Pebble Hydro e da Notificante

335. Tal como já foi referido, através da presente operação de concentração, a Notificante reforçará a sua capacidade instalada em meios de produção mini-hídricos em cerca de 89 MW, face aos [60-70] MW que já dispunha no cenário pré-concentração. Passará assim a dispor de cerca de [100-200] MW de capacidade instalada em mini-hídricas, de um total de cerca de [300-400] MW em exploração em território continental.

336. Nestes termos, poder-se-á identificar um efeito sinérgico da presente operação de concentração. De facto, a concentração poderá criar incentivos para uma gestão estratégica da PRE mini-hídrica por parte da Notificante, integrada com os objectivos que esta prossegue no mercado de energia eléctrica de PRO, o que no cenário de pré-concentração seria menos provável, dada a reduzida capacidade detida pela Notificante no segmento PRE mini-hídrico.

337. Com efeito, na medida em que a gestão destas centrais é realizada de forma centralizada em centros de controlo, conforme se demonstra *infra*, poder-se-á considerar que a capacidade de produção controlável das duas entidades seja agregada. Tanto assim é que, no segmento PRO, e no que respeita à apresentação de ofertas em mercado das centrais hídricas, estas são agregadas em três conjuntos de bacias hidrográficas – nomeadamente o sistema Tejo/Mondego, o sistema Cávado Lima, e o sistema do Douro. Nessa medida, a dispersão geográfica da localização dos aproveitamentos mini-hídricos, e ao contrário do que a Notificante defende, não impede a gestão conjunta de empreendimentos situados em diferentes regiões.

338. Interessa, deste modo, determinar a capacidade de gerir a produção das centrais mini-hídricas em função de objectivos estratégicos. Tal passa por apurar qual o nível de controlabilidade da produção mini-hídrica, ou seja, a capacidade de escolher o momento em que se deverá realizar a produção.

339. Note-se, no entanto, que da existência de dispersão geográfica nos aproveitamentos pode resultar heterogeneidade nas condições de armazenamento, climatéricas e afluências que tenham como significado a ausência de sincronização nas condições de exploração de todos os empreendimentos. Nessa medida, a ausência de alinhamento nas condições de exploração de todos os empreendimentos poderá dificultar que todos estes sejam tratados como um único, geridos conjuntamente e em função de objectivos comuns.
340. Assim, e com o intuito de aferir o nível de controlabilidade dos empreendimentos mini-hídricos, bem como o respectivo nível de sincronização quanto às suas condições de exploração, conduziu-se uma análise das séries de produção horária dos empreendimentos mini-hídricos da Notificante e da adquirida, com recurso a informação requerida à REN e à Notificante em sede de instrução.
341. A informação solicitada à Notificante compreendeu elementos sobre a capacidade de armazenamento, medida em m³ de água e a sua equivalência em energia eléctrica armazenada, bem como o retrato de exploração para diferentes cenários de disponibilidade do recurso hídrico nas centrais mini-hídricas. Esta informação foi requerida tanto para as centrais mini-hídricas, que são objecto da presente operação de concentração, como para aquelas detidas pela Notificante no cenário pré-concentração.
342. Em resposta, a Notificante referiu que [CONFIDENCIAL].
343. A informação enviada pela Notificante [CONFIDENCIAL].
344. Os elementos permitem verificar que, no respeito à Pebble Hydro, se identificam aproveitamentos com capacidade de armazenamento entre [CONFIDENCIAL]m³ e [CONFIDENCIAL]m³:
- i. Existem dois pares de aproveitamentos da Pebble Hydro que se encontram no mesmo curso de água, o que poderá contribuir para uma gestão conjunta dos mesmos e, nessa medida, uma maior controlabilidade da respectiva produção conjunta. São os casos dos aproveitamentos de [CONFIDENCIAL], totalizando um agregado de [20-30] MW de capacidade de produção e cerca de [CONFIDENCIAL]m³ de armazenamento, e [CONFIDENCIAL], totalizando [20-30] MW de capacidade de produção e um armazenamento total de cerca de [CONFIDENCIAL] milhões de m³;

- ii. O sistema de [CONFIDENCIAL], com cerca de [0-10] MW de capacidade de produção e com [CONFIDENCIAL] milhões de m³ de capacidade de armazenamento, poderá igualmente apresentar algum nível de controlabilidade;
- iii. Quanto ao aproveitamento de [CONFIDENCIAL], que totaliza [10-20] MW de capacidade de produção, não obstante a sua menor capacidade de armazenamento ([CONFIDENCIAL]m³), na medida em que o respectivo caudal afluente depende do caudal descarregado pelos centros hidroeléctricos em regime PRO das centrais da [CONFIDENCIAL] e [CONFIDENCIAL] detidos pela Notificante, a sua controlabilidade depende do modo como esta gerir estas centrais.

345. Nestes termos, a leitura das condições de armazenamento dos aproveitamentos mini-hídricos indicia que a capacidade de produção da adquirida com algum grau de controlabilidade deverá assumir valores entre os [40-50] MW e os [50-60] MW.

346. Por outro lado, no que respeita à Notificante, identificam-se cinco aproveitamentos, com uma potência instalada total de [30-40] MW, com capacidade de armazenamento significativa, sendo que [CONFIDENCIAL] destes se localizam na mesma linha de água, elemento potencialmente facilitador da sua gestão integrada.

Tabela 12: Potência instalada das centrais mini-hídricas da EDP com maior capacidade de armazenamento

Centrais mini-hídricas	Potência instalada
[CONFIDENCIAL]	[0-10]
[CONFIDENCIAL]	[10-20]
[CONFIDENCIAL]	[0-10]
[CONFIDENCIAL]	[0-10]
[CONFIDENCIAL]	[10-20]
Total	[30-40]

Fonte: EDP.¹⁰²

347. Com a presente operação de concentração, a Notificante reforça desta forma a sua capacidade de produção controlável de cerca de [30-40] MW em centrais mini-hídricas no regime PRE, com uma parcela de centrais mini-hídricas com capacidade de gestão do recurso hídrico com valores de potência entre os [40-50] e os [50-60] MW. No cenário pós-

¹⁰² Conforme informação constante da Comunicação da Notificante de 14/02/2008.

concentração, a Notificante vê assim a sua capacidade de produção controlável subir para valores entre [80-90] MW e [90-100] MW.

348. No que respeita às séries horárias de produção, a análise centrou-se no período que decorreu entre Agosto de 2006 e Dezembro de 2007, período para o qual a maior parte dos aproveitamentos da adquirida, no que respeita aos dados remetidos pela REN^{103,104}, se encontram cobertos por medidas horárias de produção.

349. O aproveitamento mini-hídrico de [CONFIDENCIAL], pertencente à Pebble Hydro, não se encontra representado nesta análise, por ausência de referência de medidas horárias de produção, em resultado de uma [CONFIDENCIAL]. [CONFIDENCIAL]. Uma vez que se trata da central mini-hídrica da adquirida [CONFIDENCIAL], a análise da controlabilidade a seguir realizada deverá subestimar aquela efectivamente observável.

350. Refira-se ainda que a análise a realizar do ponto de vista da controlabilidade reflecte a existência de estratégias de produção que incorporam apenas o incentivo tarifário, que induzem os gestores das mini-hídricas a desviarem produção das horas de vazio para as horas mais rentáveis de fora de vazio.

351. Este facto é evidente para a Pebble Hydro, uma vez que não tem posição dominante no mercado relevante, e também para a Notificante, considerando que até 1 de Julho de 2007, não existindo um mercado organizado, os seus incentivos eram distintos dos que actualmente prosseguem. Nessa medida, não se pode excluir a possibilidade dos valores de controlabilidade apurados nesta análise poderem subestimar os realmente observáveis caso tanto a Notificante como a adquirida prosseguissem estratégias de exploração distintas das colocadas em prática no contexto prévio à operação de concentração.

352. Como nota introdutória a esta análise, cumpre notar que a produção com origem em aproveitamentos mini-hídricos verificada no período analisado reflecte os baixos níveis de pluviosidade registados durante o segundo semestre de 2007, nomeadamente comparando com períodos homólogos de anos anteriores (*vide gráfico infra*). Nessa medida, o arranque do mercado organizado ibérico acontece num contexto em que a produção de electricidade com origem em centrais mini-hídricas em território nacional é bastante baixa e atípica,

¹⁰³ De acordo com os elementos enviados na Comunicação da REN de 22/02/2008.

¹⁰⁴ Os dados remetidos pela Notificante junto com a Comunicação de 07/03/2008, cobrem um período mais alargado de tempo. Refira-se que a análise dos dados da REN, para um período de tempo mais curto, fornece os indícios suficientes para se considerar que existe um nível de controlabilidade suficiente para supor que estes activos possam ser usados do ponto de vista estratégico.

considerando o período de Outono e Inverno, o que dificulta necessariamente a análise dos impactos de decisões estratégicas no que concerne à produção mini-hídrica no mercado eléctrico nacional.

**Gráfico 10: PRE hídrica no período alargado de 2004 a 2007
[CONFIDENCIAL]**

Fonte: REN¹⁰⁵. Tratamento de dados de natureza confidencial pela AdC.

353. No que concerne ao período amostral objecto de análise, a leitura do gráfico *infra* relativo à produção mini-hídrica da Pebble Hydro e da Notificante permite notar que a capacidade total agregada de produção de ambas as empresas de Agosto de 2006 a Dezembro de 2007 em raras circunstâncias se encontrou a funcionar à máxima potência, revelando a existência de alguma heterogeneidade nas condições do recurso hídrico verificada no conjunto dos aproveitamentos de cada entidade.

**Gráfico 11: Produção média diária da PRE Hidráulica total, da EDP e da Pebble Hydro no período de Ago. de 2006 a Dez. 2007
[CONFIDENCIAL]**

Fonte: REN.¹⁰⁶ Tratamento de dados de natureza confidencial pela AdC.

354. Porém, é importante notar que se agregarmos os valores das séries de produção da Pebble Hydro e da Notificante, o nível de correlação dessa série com a da produção total da PRE Hidráulica, determinada pela REN, é próxima dos [90-100]%. Tal indicador tem como significado que as condições de exploração agregadas das mini-hídricas da Pebble Hydro e da Notificante serão [CONFIDENCIAL] em termos médios em território nacional. Por outro lado, o índice de correlação entre a série de produção agregada da Pebble Hydro e Notificante e a produção de aproveitamentos mini-hídricos de terceiras entidades, ascende a [90-100]%, valor igualmente elevado.

355. Quanto à produção média horária, no período de Agosto de 2006 a Dezembro de 2007, verifica-se que a produção das mini-hídricas, seja da Notificante, seja da adquirida, tende a concentrar-se nas horas de fora de vazio, obedecendo aos incentivos financeiros definidos no tarifário da PRE mini-hídrica, que remuneram mais favoravelmente a produção nesse período tarifário.

¹⁰⁵ Informação enviada em resposta a pedido de informação da AdC de 08/02/2008.

¹⁰⁶ *Idem*.

Gráfico 12: Produção média horária para a Pebble Hydro e EDP no período de Ago. de 2006 a Dez. 2007**[CONFIDENCIAL]****Fonte:** REN¹⁰⁷. Tratamento de dados de natureza confidencial pela AdC.

356. No sentido de aferir o grau de controlabilidade das centrais mini-hídricas da Pebble Hydro e da Notificante construíram-se, a título de análise exploratória, três indicadores para o conjunto agregado da produção da Pebble Hydro e da EDP no segmento mini-hídrico.

357. O primeiro indicador compara o valor máximo e mínimo de produção verificado num dado dia. Os outros dois indicadores comparam o máximo e o mínimo em períodos de transição entre horas de vazio e horas fora de vazio. Assim, calcula-se a máxima diferença verificada entre a hora 6 e a hora 10, que corresponde tipicamente a um período em que os produtores mini-hídricos incrementam a produção; calcula-se igualmente a máxima diferença na produção verificada entre a hora 20 e as 24, um período em que tipicamente os produtores mini-hídricos reduzem a sua produção. Estes indicadores permitirão aferir da capacidade de reduzir ou aumentar a produção mini-hídrica num curto espaço de tempo.

358. A análise gráfica do primeiro indicador, tanto para o agregado da produção mini-hídrica da Notificante, como para o da adquirida, permite verificar que a controlabilidade é muito reduzida nos períodos de maior intensidade de produção (que a Notificante caracteriza como exploração em regime de fio-de-água), bem como nos períodos de ausência do recurso hídrico, onde a produção é mais escassa. De facto, nessas circunstâncias, a máxima variação diária de produção é bastante baixa para se considerar que existe a faculdade de ora subir ora descer a produção sem proceder a descarregamentos não produtivos. A controlabilidade, medida na capacidade de transferir a produção entre períodos horários, existe porém para períodos em que a produção se encontra em patamares intermédios de produção.

Gráfico 13: Relação entre produção média diária e diferença entre valor Max. e Min. de produção diário/Valores agregados para a Pebble Hydro entre Ago. 2006 e Dez. 2007**[CONFIDENCIAL]****Fonte:** REN¹⁰⁸. Tratamento de dados de natureza confidencial pela AdC.

¹⁰⁷ *Idem.*

¹⁰⁸ *Idem.*

Gráfico 14: Relação entre produção média diária e diferença entre valor Max. e Min. de produção diário/Valores agregados para as mini-hídricas da EDP entre Ago. 2006 e Dez. 2007

[CONFIDENCIAL]

Fonte: REN¹⁰⁹. Tratamento de dados de natureza confidencial pela AdC.

359. As estatísticas descritivas dos indicadores *supra* citados são apresentadas na tabela e gráfico *infra*. Na análise, considerou-se a proporção de dias em que se registaram níveis de variação de produção para os indicadores considerados superiores a 50 MW, a 45 MW e a 40 MW. A introdução do patamar de 40 MW e 45 MW prende-se com o facto do aproveitamento mini-hídrico de [CONFIDENCIAL], [CONFIDENCIAL], não se encontrar representado nos dados obtidos.

360. A introdução dos patamares de 40MW e 45 MW reflecte o facto de, a este valor, quando o aproveitamento de [CONFIDENCIAL] estiver em actividade, poderem acrescer entre [0-10]MW de capacidade de variação de produção, assim acautelando esta situação, que subestima os valores apresentados.

Tabela 13: Diferenças Max. diárias na produção mini-hídrica entre Ago. 2006 e Dez. 2007

		Total PRE Hidráulica	PRE mini-hídrica EDP	Peeble Hydro	EDP+Peeble Hydro
Diferença máxima (período 06h / 10h)	Valor médio (MWh)	43	[10-20]	[10-20]	[20-30]
	Valor Máximo (MWh)	114	[30-40]	[30-40]	[60-70]
	Valor Mínimo (MWh)	3	[0-10]	[0-10]	[0-10]
Diferença máxima (período 20h / 24h)	Valor médio (MWh)	39	[10-20]	[10-20]	[20-30]
	Valor Máximo (MWh)	129	[30-40]	[40-50]	[60-70]
	Valor Mínimo (MWh)	3	[0-10]	[0-10]	[0-10]
Diferença máxima diária	Valor médio (MWh)	51	[10-20]	[10-20]	[30-40]
	Valor Máximo (MWh)	140	[40-50]	[50-60]	[80-90]
	Valor Mínimo (MWh)	9	[0-10]	[0-10]	[0-10]

Fonte: REN¹¹⁰. Tratamento de dados de natureza confidencial pela AdC.

Gráfico 15: % de dias do período de Agosto de 2006 a Dezembro de 2007 em que se verificaram variações de produção superiores a 40 MWh, a 45 MWh e a 50 MWh

[CONFIDENCIAL]

Fonte: REN¹¹¹. Tratamento de dados de natureza confidencial pela AdC.

¹⁰⁹ *Idem.*

¹¹⁰ *Idem.*

¹¹¹ *Idem.*

361. Como é possível constatar, seja para as centrais mini-hídricas da Pebble Hydro, seja para as centrais mini-hídricas da EDP, a capacidade de ajustar a produção entre períodos horários existe, embora para valores que em raras circunstâncias atingem valores próximos da capacidade de produção controlável que se extraiu apenas a partir da leitura da capacidade de armazenamento.
362. Para as centrais mini-hídricas da Pebble Hydro, a máxima diferença horária da produção verificada num dado dia situa-se nos [40-60]MWh e na transição entre horas de vazio e não vazio não supera valores entre os [20-40] e [30-50] MWh. Conclusão idêntica se retira analisando o valor agregado das produções das mini-hídricas geridas pela Notificante, sendo que os patamares de controlabilidade apurados [CONFIDENCIAL], ao nível das mini-hídricas.
363. Se por um lado, a frequência de dias em que as mini-hídricas da adquirida conseguiram realizar variações de produção superiores a [30-50] MWh, no período de ano e meio analisado, é [CONFIDENCIAL], cerca de [0-10]%, sendo mesmo nula para o caso das mini-hídricas da Notificante, se agregarmos os valores horários da produção das centrais mini-hídricas da Pebble Hydro às da Notificante, assinala-se um efeito potenciador na capacidade de alterar a produção entre períodos horários.
364. De facto, o valor máximo da diferença de produção agregada verificado num dado dia chega aos [70-90]MWh, superando valores de [30-50] MWh em [30-40] % dos dias no período de cerca de ano e meio analisado, ou cerca de [40-60]MWh em [20-30] % dos dias analisados. Na transição de vazio para fora de vazio, entre as 6 e as 10 da manhã, em [20-30] % ([10-20] %) dos dias da série analisada a variação agregada da produção mini-hídrica no cenário pós-concentração é superior a [30-50] MWh ([40-60] MWh). No que respeita à transição entre as 20 horas e as 24 horas, variações de produção superiores a [30-50] MWh ([40-60]MWh) verificam-se em apenas [10-20] % ([0-10] %) dos dias do período analisado. O valor mais baixo deste último indicador poderá reflectir o facto da produção ser tipicamente concentrada no [CONFIDENCIAL], como o gráfico que analisa as produções médias por hora do dia permite verificar para as horas 10 a 14 do dia.
365. Da análise realizada chega-se, portanto, à conclusão, que existem condições [CONFIDENCIAL] que tornam elegível a sua gestão conjunta. Nessa medida, não colhe o argumento da Notificante quando refere que apenas numa situação de perfeito alinhamento das condições de exploração de todos os empreendimentos se poderia tratar todos os empreendimentos como um único, gerindo-os conjuntamente em função de objectivos comuns.

366. Cumpre notar, como referido anteriormente, que o período de ano e meio analisado apresenta fases atípicas no que toca à produção PRE com origem mini-hídrica, nomeadamente a verificada no Outono e princípio de Inverno do segundo semestre de 2007, quando comparada com o período homólogo dos três anos anteriores. Nestes termos, não será de excluir que os elementos aferidos quanto aos níveis de controlabilidade cobrindo um período mais alargado de tempo possam ser superiores aos aqui apurados.
367. Atentos os elementos *supra* analisados, é possível deste modo inferir que existe capacidade da Notificante de ajustar valores de produção com algum significado em termos de mercado no segmento PRE mini-hídrico no cenário pós-concentração. Esta capacidade, pode ser analisada na série que agrega os valores das produções das mini-hídricas da Notificante e da Pebble Hydro, como é constatável no gráfico seguinte.

Gráfico 16: Relação entre produção média diária e diferença entre valor Máx. e Min. de produção diário/Valores agregados para as mini-hídricas da EDP e da Pebble Hydro entre Ago. 2006 e Dez. 2007

[CONFIDENCIAL]

Fonte: REN¹¹². Tratamento de dados de natureza confidencial pela AdC.

A capacidade de variar a produção PRE mini-hídrica é susceptível de produzir impactos na formação dos preços de mercado

368. Os elementos de análise relativos à controlabilidade permitem verificar que é possível desviar produção entre períodos horários, numa base intra-diária, num valor superior a [40-60] MWh em cerca de [20-30]% dos dias de um ano. Embora se possa admitir que as mesmas centrais geridas com objectivos estratégicos distintos possam possuir uma controlabilidade superior à apurada, será de excluir que estas centrais tenham capacidade de desviar produção numa base inter-diária.
369. Importa agora determinar qual o potencial impacto que uma variação intra-diária de 50 MWh na produção de PRE geraria no mercado liberalizado da PRO.
370. No decurso do primeiro semestre de funcionamento do MIBEL, a procura em mercado em horas de fora de vazio ascendeu em média a [5.000-6.000] MWh, registando um máximo de

¹¹² *Idem.*

[7.000-8.000] MWh e um mínimo [2.000-3.000] MWh. Uma variação de 50 MWh de PRE mini-hídrica corresponderá entre 0,7% a 2% da procura, situando-se em média em 1%. Quanto a uma variação de 100 MWh, essa corresponderá entre 1,4% a 3,9% da procura, situando-se em média em 2%.

371. O impacto de variações da produção mini-hídrica na procura em mercado, nos cenários em que essas variações sejam possíveis, não será nestes termos significativo. Porém, interessa determinar em concreto face à elasticidade da oferta qual o impacto que essas variações produzirão nos preços da PRO.
372. Relembre-se, mais uma vez, e tal como refere a ERSE no seu Parecer a esta Autoridade, que os volumes de produção de PRE têm um reflexo indirecto no preço do mercado diário de PRO, por via das compras dirigidas a este mercado pelo CUR (que deverão descontar, às suas necessidades de energia eléctrica, a produção adquirida a produtores em regime especial).
373. Desta forma, se, por exemplo, se reduzir a produção de PRE numa dada hora em 50 MW, a procura que o CUR leva ao mercado de PRO vem acrescida nesse montante, podendo assim verificar-se um aumento do preço neste mercado, potencialmente acrescido de congestionamento das linhas de interligação entre Espanha e Portugal, o que resulta em separação de mercados.
374. A adopção de comportamentos estratégicos na produção mini-hídrica deverá também ter em conta as potenciais perdas económicas associadas a descarregamentos não produtivos. Não fará sentido reduzir a produção PRE com descarregamentos não produtivos, dado que o tarifário da PRE é mais elevado que o preço de mercado da PRO. Por outro lado, aumentos da produção nas horas de vazio também não seriam rentáveis, dada a remuneração da PRE ser inferior neste período.
375. Um racional económico passará então por transferir a produção PRE de horas fora de vazio onde a variação percentual do preço resultante da subida de procura PRO é elevada, para horas fora de vazio onde a variação percentual do preço resultante da descida da procura PRO é nula, ou muito reduzida, ou seja, transferir produção PRE de horas onde a elasticidade de oferta da PRO é mais elevada para horas onde esta é mais reduzida.
376. A análise dos impactos de uma variação intra-diária de produção mini-hídrica tomará como referência o valor da elasticidade da oferta para todas as horas do primeiro semestre do

MIBEL, conforme os elementos fornecidos pela Notificante¹¹³. Esta análise tomará apenas em consideração as horas fora de vazio, dado serem estas as horas em que é possível alguma manipulação na PRE. De facto, dado que a produção PRE em horas de vazio já é estrategicamente reduzida e em muitos períodos está próxima de zero, será impossível considerar reduções relevantes aos valores observados.

377. Esta análise consistirá na simulação de estratégias por parte da Notificante assentes no pressuposto que esta tem capacidade de antecipar o impacto nos preços e na criação de congestionamentos na capacidade de importação de uma variação intra-diária de produção mini-hídrica.

378. Este pressuposto poderá ser considerado irrealista na medida em que ele depende de um conhecimento perfeito das condições de mercado por parte da Notificante e do agente que adquire a PRE, ou seja, o CUR. Embora seja muito improvável que esse conhecimento perfeito exista, o facto da Notificante controlar a maior parte da curva de oferta, permite-lhe obter um conhecimento prévio quanto aos impactos prováveis de tais estratégias de variação intra-diária da produção mini-hídrica.

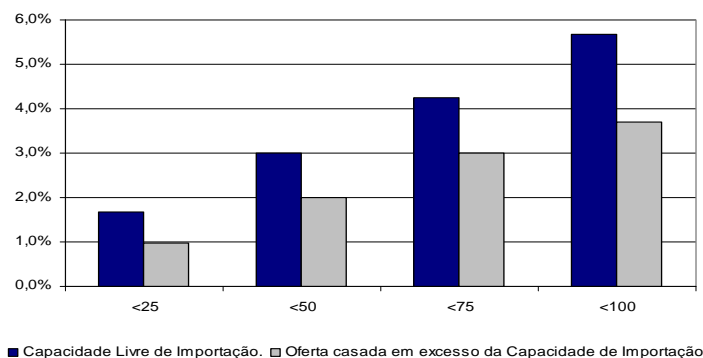
Impacto sobre o nível de congestionamento

379. De forma a aferir do impacto do aumento da controlabilidade na determinação do preço da PRO, avalia-se, em primeiro lugar, a frequência com que alterações de 25 / 50 / 75 / 100 MWh, em torno do ponto de equilíbrio de mercado verificado, gerariam congestionamentos na interligação Espanha/Portugal. Considerando as informações fornecidas pela Notificante¹¹⁴, e ainda informações públicas do OMEL para o primeiro semestre de funcionamento do MIBEL (Julho a Dezembro de 2007) foi possível construir o seguinte gráfico.

¹¹³ Conforme comunicação da Notificante de 14/02/2008.

¹¹⁴ Conforme comunicação da Notificante de 14/02/2008.

Gráfico 17: Frequência com que alterações da produção PRE em torno do ponto de equilíbrio do mercado geraram ou gerariam, potencialmente, congestionamento nas horas fora de vazio, no 1º sem. MIBEL (Jul. a Dez. 2007)



Fonte: EDP¹¹⁵, OMEL. Tratamento da AdC de informação pública disponível em www.omel.pt.

Nota: Base de cálculo das percentagens: Todas as horas fora de vazio.

380. Da leitura do gráfico *supra*, é possível concluir que, no período analisado (primeiro semestre do MIBEL), em cerca de 2,99% das horas de fora de vazio, a capacidade livre de importação foi positiva, mas inferior a 50 MWh, o que significa que, nestes casos, a separação de mercados não ocorreu por menos de 50 MWh. Relembre-se que não ocorreram congestionamentos em apenas 20% das horas do segundo semestre de 2007.

381. Pode ainda ler-se do gráfico, que em 2% das horas fora de vazio, a quantidade de oferta casada em excesso da capacidade de importação foi positiva e inferior a 50 MWh, o que significa que, nestes casos, ocorreu separação de mercados por menos de 50 MWh.

382. Tomando por referência uma variação de 100 MWh, resulta do gráfico *supra* que em 5,67% das horas analisadas a capacidade livre de importação foi inferior a este valor, o que implica que uma variação de 100 MWh seria suficiente para originar separação de mercados nessa percentagem das horas. Pelo contrário, em 3,7% das horas, 100 MWh foram suficientes para determinar a separação de mercados.

383. Pode assim concluir-se que variações relativamente pequenas das quantidades produzidas de PRE serão potencialmente importantes do ponto de vista do desempenho de mercado e da formação de preços. Com efeito, resulta do exposto que uma variação de 50 MW em excesso ou defeito do ponto de equilíbrio foi determinante no desempenho de mercado quanto à separação em duas zonas de preço em cerca de 5% das horas de fora de vazio do segundo

¹¹⁵ Conforme tratamento de informação enviada em Anexo a Comunicação da Notificante de 14/02/2008.

semestre de 2007. Se considerarmos variações de 100 MW, esta percentagem sobe para cerca de 9,3% das horas. Ora, com a aquisição das centrais mini-hídricas da Pebble Hydro, a Notificante, ao ver incrementada a sua controlabilidade sobre a produção da PRE introduzida no mercado, reforçará a sua capacidade de determinar estrategicamente a separação de mercados.

384. Fica, assim, demonstrado que a operação de concentração reforça a capacidade da Notificante para determinar, via variações estratégicas da quantidade de PRE, a separação de mercados. No que diz respeito aos incentivos da Notificante para influenciar, estrategicamente, a separação dos mercados, refira-se que, em média, nas horas fora de vazio, o preço em separação de mercado é superior, em 27%, ao preço de equilíbrio na ausência de congestionamento, como resulta da tabela seguinte.

Tabela 14: Diferenças de preço no Mercado Diário entre Portugal e Espanha em Fora de Vazio e em Vazio, no 1º sem. MIBEL (Jul. a Dez. 2007)

	Fora de vazio			Vazio		
	Espanha	Portugal	Dif %	Espanha	Portugal	Dif %
Zona de preço Única	[50-60]	[50-60]	[0-10]	[50-60]	[50-60]	[0-10]
Separação de mercados	[40-50]	[50-60]	[20-30]	[30-40]	[40-50]	[30-40]
Total	[40-50]	[50-60]	[10-20]	[30-40]	[40-50]	[30-40]

Fonte: EDP¹¹⁶. Tratamento da AdC à informação enviada pela Notificante.

Impacto sobre o preço de mercado da PRO de reduções na PRE

385. No que se segue, serão analisados os incentivos para proceder a variações na quantidade de PRE produzida, aquando da ocorrência de congestionamentos, com o propósito de influenciar estrategicamente a unidade marginal de oferta e desta forma induzir a aumentos no preço da PRO.

¹¹⁶ Conforme a informação enviada pela Notificante no Anexo 8 da comunicação de 14/02/2008.

Tabela 15: Impacto percentual no preço da PRO, em separação de mercados e não vazio, de aumentos de 50 e 100 MWh na procura de PRO (resultantes de reduções de 50 e 100 MWh na produção de PRE), no 1º sem. MIBEL (Jul. a Dez. 2007)

Variação Percentual no Preço	+50	+100
0%	[20-30]%	[0-10]%
>0%	[70-80]%	[90-100]%
$0 < x < 1\%$	[50-60]%	[40-50]%
$1 < x < 2,5\%$	[10-20]%	[10-20]%
$2,5 < x < 5\%$	[0-10]%	[10-20]%
$5 < x < 10\%$	[0-10]%	[0-10]%
$x > 10\%$	[0-10]%	[0-10]%
Variação Máxima	[40-50]%	[80-90]%
Variação Média	[0-10]%	[0-10]%

Fonte: EDP¹¹⁷. Tratamento da AdC à informação enviada pela Notificante.

Tabela 16: Impacto percentual no preço da PRO, em separação de mercados e não vazio, de reduções de 50 e 100 MWh na procura de PRO (resultantes de aumentos de 50 e 100 MWh na produção de PRE), no 1º sem. MIBEL (Jul. a Dez. 2007)

Variação Percentual no Preço	-50	-100
0%	[20-30]%	[0-10]%
<0%	[70-80]%	[90-100]%
$-1 < x < 0\%$	[40-50]%	[40-50]%
$-2,1 < x < -1\%$	[10-20]%	[20-30]%
$-5 < x < -2,5\%$	[0-10]%	[10-20]%
$-10 < x < -5\%$	[0-10]%	[0-10]%
$x < -10\%$	[0-10]%	[0-10]%
Variação Máxima	[(-80)-(-70)]%	[(-90)-(-80)]%
Variação Média	[(-10)-0]%	[(-10)-0]%

Fonte: EDP¹¹⁸. Tratamento da AdC à informação enviada pela Notificante.

¹¹⁷ *Idem.*

¹¹⁸ *Idem.*

386. Das tabelas *supra* resulta que a Notificante tem, potencialmente, incentivo para proceder a reduções da produção PRE em 50 MWh (100 MWh) quando delas possam resultar acréscimos de preços da PRO, o que segundo a Tabela 15, ocorre em [70-80]% ([90-100]%) das horas fora de vazio. Resulta ainda que uma redução da produção PRE em 50 MWh implicaria um aumento médio de preço da PRO em [0-10]%, enquanto que uma redução de 100 MWh poderia originar um aumento médio de [0-10]%.
387. Os incentivos para a redução estratégica da produção de PRE deverão concentrar-se, desta forma, nas horas em que a elasticidade da oferta de PRO é mais reduzida. Da leitura da Tabela 15 é possível verificar que seria possível, com uma redução de 50 MWh da PRE, aumentar em mais de [0-10]% o preço de mercado organizado de PRO em [0-10]% das horas fora de vazio em que ocorreu separação de mercado (em [0-10]% das horas fora de vazio ocorreram variações entre [0-10]% e [10-20]% e em [0-10]% das horas ocorreram variações superiores a [10-20]%). Se considerarmos variações de 100 MWh, aumentos de preços desta ordem ocorreriam em cerca de [10-20]% (em [0-10]% das horas fora de vazio ocorreram variações entre [0-10]% e [10-20]% e em [0-10]% das horas ocorreram variações superiores a 10%).
388. No entanto, a Notificante não deixaria de poder ter incentivos para reduzir a sua produção PRE em horas em que a variação do preço correspondente fosse inferior a [0-10]%, desde que tal não implicasse uma perda de receita com essa produção PRE (resultado de descarregamentos não produtivos), ou obrigasse ao aumento de produção PRE em horas onde tal comportamento originasse reduções de preço na PRO.

Impacto sobre o preço de mercado da PRO de aumentos na PRE

389. Cabe agora analisar os impactos de aumentar a produção PRE em algumas horas fora de vazio, de forma a compensar a redução efectuada em outras horas, evitando assim descarregamentos não produtivos. De acordo com a Tabela 16, aumentos de produção PRE em 50 MWh (100 MWh), e a consequente redução da procura PRO, não originariam, no período analisado, qualquer redução de preço em cerca de [20-30]% ([0-10]%) das horas fora de vazio em que se regista separação de mercados.
390. Conclui-se, assim, que existe margem para que se efectuem aumentos da PRE, sem que tais se traduzam em reduções de preço no mercado organizado nem em reduções da

remuneração da PRE, com vista a compensar reduções em outras horas, cujo propósito é o de induzir aumentos de preço da PRO.

391. Há, no entanto, que notar que este acréscimo no preço médio só é possível caso a empresa estivesse a produzir em todas as horas fora do vazio quantidades com algum significado, o que como já foi demonstrado *supra* não acontece sempre. Assim sendo, será apenas possível adoptar esta estratégia em horas nas quais a produção ultrapassava, anteriormente, os 50 MWh e em que variações sensíveis na quantidade produzida fossem possíveis. Segundo a análise *supra* o número de dias em que se verifica tal possibilidade corresponde a [15-25]% a [25-35]% dos dias do período analisado.

392. Por outro lado, a transferência de produção entre horas apenas será operacionalizável num número contido de horas. As limitações de capacidade de armazenamento poderão restringir o número de horas em que tal estratégia é possível durante as horas de fora de vazio de um dado dia.

393. Nessa medida, o reforço de posição dominante existe, mesmo que, apenas considerando a variação média de preço que resulta de uma redução de 50 MWh em centrais mini-hídricas conforme o valor apurado na Tabela 15, se possa considerar que este não será muito acentuado, atenta a posição dominante já detida, no presente, pela Notificante.

394. De facto, uma redução de 50 MWh da PRE, pode aumentar o preço em mais de [0-5]% em [0-5]% das horas fora de vazio em que ocorreu separação de mercado. No entanto, circunstâncias existem em que esse impacto pode atingir valores elevados – a variação máxima resultante de uma redução de 50 MWh pode atingir valores superiores a [40-50]%, embora, com uma frequência muito reduzida.

A Notificante tem ao seu dispor instrumentos que possibilitam a gestão estratégica do parque de centrais mini-hídricas no cenário pós-concentração

395. Demonstrada a existência de algum grau de controlabilidade relativo aos activos de geração objecto da presente operação de concentração, e da possibilidade das quantidades por estes produzidas gerarem efeitos sensíveis no mercado, decorre desta operação de concentração um reforço da posição dominante que a Notificante detém no mercado de produção de energia eléctrica.

396. Nestes termos, será racional, numa lógica de maximização de lucros, para Notificante proceder à gestão estratégica da sua produção mini-hídrica de acordo com os incentivos de mercado, nomeadamente os que decorrem do *supra* descrito.

397. Importa notar que as centrais mini-hídricas da adquirida, como refere a Notificante¹¹⁹, são objecto de [CONFIDENCIAL]. Constam [CONFIDENCIAL]. Apenas o sistema de [CONFIDENCIAL], que representa uma capacidade de [CONFIDENCIAL]MW, é [CONFIDENCIAL].

398. Por outro lado, e conforme sublinhado pela Enersis¹²⁰ o sistema operacional desenvolvido pela [CONFIDENCIAL], pertencente ao grupo Enersis, "(...) poderá eventualmente permitir [CONFIDENCIAL]". Esta informação é aliás comprovada em documentação enviada pela Notificante¹²¹, onde se refere que as centrais da Pebble Hydro [CONFIDENCIAL].

399. No que respeita às centrais mini-hídricas detidas pela Notificante no cenário pré-concentração, esta refere¹²² que um grande número das centrais hidroeléctricas PRE [CONFIDENCIAL]. A partir deste centro é possível proceder [CONFIDENCIAL].

400. Por outro lado, apenas para um pequeno conjunto de centrais hidroeléctricas (correspondente a [CONFIDENCIAL]% da capacidade da Notificante em mini-hídricas), a exploração é feita [CONFIDENCIAL].

401. Nestes termos, identificam-se algumas condições para que a Notificante possa gerir o parque de centrais mini-hídricas de acordo com os incentivos que prossegue em mercado. Esta probabilidade é tanto mais reforçada, quando a entidade à qual competirá a Operação e Manutenção das centrais mini-hídricas corresponde à [CONFIDENCIAL].¹²³

¹¹⁹ Conforme comunicação da Notificante de 14/02/2008.

¹²⁰ Vide comunicação do Instituto da Água em 05/03/2008.

¹²¹ Conforme o Anexo 5, página 6 (Documentos referidos na Acta n.º 49/2007), da Comunicação da Notificante de 25/02/2008.

¹²² Conforme comunicação da Notificante de 14/02/2008.

6.1.8.3.2. Alterações estratégicas resultantes da gestão integrada do parque hídrico da EDP com centrais mini-hídricas da Pebble Hydro

402. A localização dos aproveitamentos mini-hídricos da Pebble Hydro e a sua posição relativa face aos aproveitamentos hidroeléctricos da Notificante (i.e. a montante ou a jusante considerando linhas de água e bacias hidrográficas de implantação) pode resultar em sinergias associadas à exploração combinada das centrais da Pebble Hydro, com as centrais actualmente detidas pela EDP.

403. Conforme informação reportada pela Notificante¹²⁴, analisando os casos pontuais de centrais da Pebble Hydro e da EDP integradas numa mesma linha de água, verifica-se o seguinte:

- “A central de [CONFIDENCIAL] da Pebble Hydro, no rio [CONFIDENCIAL], afluente da margem esquerda do [CONFIDENCIAL], fica a montante dos aproveitamentos de [CONFIDENCIAL] e [CONFIDENCIAL]. Atendendo à sua diminuta capacidade de regularização, tal facto não induz benefícios adicionais.
- O sistema de [CONFIDENCIAL] da Pebble Hydro, situado a montante de uma cascata de PRO com alguma dimensão e capacidade de regularização, não introduz actualmente, por essa via, qualquer tipo de influência na central a jusante.
- A central de [CONFIDENCIAL] da Pebble Hydro situa-se a jusante da [CONFIDENCIAL] da PRO, no rio [CONFIDENCIAL]. Esta central beneficia da exploração das centrais a montante, o que na realidade, já sucede na situação pré-concentração em consequência da obrigação daquelas centrais a [CONFIDENCIAL].”

404. No que respeita aos dois primeiros casos de integração de centrais Pebble Hydro/EDP numa mesma linha de água, o facto da capacidade de armazenagem de água dos centros [CONFIDENCIAL], confirma a posição da Notificante a este respeito.

¹²³ Vide Contrato de [CONFIDENCIAL] entre a [CONFIDENCIAL], a EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A., (a EDP Produção), a Pebble Hydro, a Verotherco e o BES SA (o BES), constante da Notificação.

¹²⁴ Vide Comunicação da Notificante de 14/02/2008.

405. Porém, no que se refere ao aproveitamento de [CONFIDENCIAL], a referência ao [CONFIDENCIAL] remete apenas para [CONFIDENCIAL]. Nestes termos, e atendendo ao que refere a Notificante, considerando que a central de [CONFIDENCIAL] beneficia da exploração das centrais a montante, poderão identificar-se outros benefícios relacionados com uma gestão integrada das três centrais, nomeadamente no que diz respeito ao controlo de caudais máximos a registar em [CONFIDENCIAL], com efeitos na diminuição de descarregamentos não produtivos e na capacidade de maximizar a produção em períodos de fora de vazio.
406. Cumpre notar que, em ano médio, a central de [CONFIDENCIAL], uma albufeira com uma capacidade de armazenamento significativa, produz cerca de [300-400]GWh ano e a central de [CONFIDENCIAL] produz [0-100]GWh¹²⁵. A central de [CONFIDENCIAL], desde a sua entrada em funcionamento, em [CONFIDENCIAL], produz em média [0-100]GWh ano.
407. Acresce que tanto a central de [CONFIDENCIAL] como a de [CONFIDENCIAL] se encontram abrangidas pelo mecanismo de compensação CMEC, significando desse modo que a sua remuneração não depende dos preços de mercado nem das quantidades produzidas, encontrando-se antes vinculada à remuneração anteriormente estabelecida nos respectivos CAE.
408. Pelo contrário, [CONFIDENCIAL], embora sujeita às tarifas administrativamente fixadas, tem uma remuneração dependente das quantidades produzidas. Assim sendo, [CONFIDENCIAL], [CONFIDENCIAL], nomeadamente no que diz respeito à gestão dos caudais turbinados pelas centrais hidroeléctricas de [CONFIDENCIAL] e de [CONFIDENCIAL].
409. Os elementos transmitidos pela Notificante¹²⁶ no que respeita às características técnicas das três centrais e a cenários de produção em diferentes condições de caudais afluentes permitem verificar que o caudal turbinável em [CONFIDENCIAL] está claramente dependente das decisões de produção da central de [CONFIDENCIAL]. Nestes termos, é possível supor que, em virtude da presente operação de concentração, a gestão das centrais de [CONFIDENCIAL] e [CONFIDENCIAL] passe a incorporar as externalidades que exerce sobre a produção de [CONFIDENCIAL].
410. O caudal turbinável para efeitos de produção em [CONFIDENCIAL] é cerca de [CONFIDENCIAL] ao caudal turbinável de [CONFIDENCIAL] e de [CONFIDENCIAL]. Tal significa que uma elevada produção de energia eléctrica em [CONFIDENCIAL] se possa

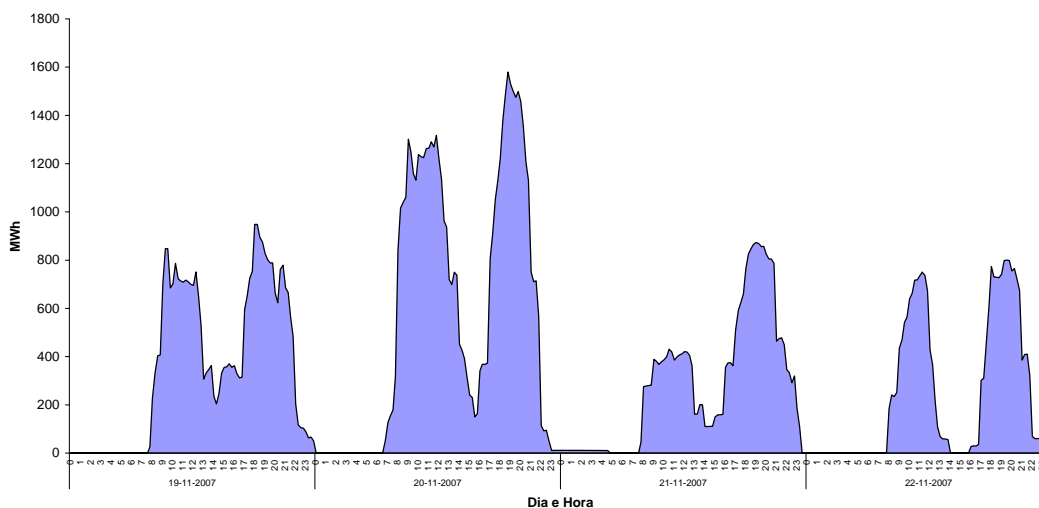
¹²⁵ Vide Comunicação da Notificante de 09.06.2006.

traduzir num caudal superior àquele que tanto [CONFIDENCIAL] como [CONFIDENCIAL] podem turbinar. Nessas situações, o caudal em excesso será descarregado de forma não produtiva, conduzindo a uma perda económica, em termos de energia que não foi produzida.

411. As diferenças de regime de remuneração da central de [CONFIDENCIAL] e [CONFIDENCIAL] geram consequências distintas quanto ao significado de um descarregamento não produtivo. Em relação a [CONFIDENCIAL], a preocupação de minimizar descarregamentos não produtivos advém de objectivos de optimização de exploração não traduzíveis em ganhos económicos directos para a detentora da central. Em relação a [CONFIDENCIAL], um descarregamento não produtivo, havendo possibilidade de o evitar seguindo uma gestão distinta em [CONFIDENCIAL], tem um custo de oportunidade medido na energia que deixaria de ser vendida à tarifa administrativamente fixada.
412. Os elementos fornecidos pela Notificante relativos a diferentes cenários de exploração permitem confirmar como [CONFIDENCIAL]. Em cenário de elevada produção de [CONFIDENCIAL], o caudal libertado por esta chega a ser o [CONFIDENCIAL]. Na medida em que o caudal turbinável em [CONFIDENCIAL] é [CONFIDENCIAL], existindo descarregamento nesta última necessariamente existirá igualmente descarregamentos em [CONFIDENCIAL].
413. Outro factor a ter em conta será o facto de a produção em [CONFIDENCIAL] ser mais rentável nas horas fora de vazio, onde o tarifário da PRE prevê remunerações superiores. Desta forma, e dado que o caudal turbinável por [CONFIDENCIAL] num determinado ano será apenas determinado por afluências de águas, uma gestão maximizadora de lucros passará por evitar produção nos períodos de vazio e concentrar a produção nos períodos de fora de vazio.
414. Assim, a estratégia da Notificante poderá passar por evitar produções elevadas de [CONFIDENCIAL] nos períodos horários que antecedem o final do período de fora de vazio, de forma a evitar níveis de produção significativos durante o período de vazio em [CONFIDENCIAL]. Refira-se que o fim do período de fora vazio coincide com procuras e preços mais elevados, no qual as centrais de albufeira têm maiores níveis de produção (Vide gráfico seguinte). Uma limitação de produção da central de albufeira de Aguireira nesses períodos pode induzir aumentos de preços da PRO.

¹²⁶ Vide Comunicação da Notificante de 09/05/2008.

Gráfico 18: Produção horária de centrais hidroeléctricas de Albufeira de 19 a 22 de Novembro de 2007 (valores de produção física efectiva)



Fonte: REN, tratamento AdC de informação disponível em www.ren.pt

415. É importante notar que semelhante alteração de estratégia, traduzindo-se em limitações de produção em determinados períodos, pode suscitar aumentos de produção noutros, gerando nessas horas uma redução de preços. Porém, deve notar-se que o conhecimento que a Notificante detém das condições da oferta e da procura permite-lhe seleccionar estrategicamente os períodos em que um aumento de produção provocaria menor redução de preço da PRO (por exemplo, as horas em que não ocorra separação de mercados).

416. A central de [CONFIDENCIAL], 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 [CONFIDENCIAL].

417. As operações de bombagem potenciam um aumento de produção bruta anual da central de [CONFIDENCIAL], acima do potencial que deriva do caudal registado no rio [CONFIDENCIAL], sem que se altere a produção anual de [CONFIDENCIAL]. De facto, é possível constatar que a produção anual registada nos últimos 15 anos em [CONFIDENCIAL] demonstra um baixo nível de correlação com a produção verificada em [CONFIDENCIAL]¹²⁷. Pelo contrário, a

¹²⁷ Vide Comunicação da Notificante de 09.06.2006.

produção registada em [CONFIDENCIAL] tende a ser aproximadamente metade daquela que se regista em [CONFIDENCIAL].

418. As operações de bombagem, que se realizam tipicamente nas horas de vazio, na medida em que afectem o caudal turbinado em [CONFIDENCIAL], são igualmente susceptíveis de produzir efeitos no caudal turbinável em [CONFIDENCIAL]. Dos elementos enviados pela Notificante é possível observar que as operações de bombagem em períodos de vazio têm como consequência [CONFIDENCIAL] nas horas menos rentáveis do tarifário das mini-hídricas.
419. Deste modo, e em consequência da presente operação de concentração, aumentam os incentivos a realizar operações de bombagem em [CONFIDENCIAL] de forma a limitar o caudal libertado por [CONFIDENCIAL] e, consequentemente, [CONFIDENCIAL]. Considerando 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 da PRO, em particular nas horas de vazio.
420. Os efeitos sobre os preços grossistas *supra* referidos podem ser significativos dada a capacidade de produção e a tecnologia produtiva em que se inserem as centrais de [CONFIDENCIAL]. De facto, a central de [CONFIDENCIAL], com [CONFIDENCIAL] MW¹²⁸, equivale a cerca de [10-20]% da capacidade de produção em centrais hidroeléctricas de albufeira, tecnologia essa que detém uma elevada importância no que se refere à formação do preço e na ocorrência ou não de congestionamentos na utilização da capacidade de importação. Por outro lado, a central de [CONFIDENCIAL] equivale a cerca de [20-30]% da potência de bombagem hidroeléctrica em Portugal Continental, possuindo por isso um peso relevante no que concerne a este tipo de operações.
421. Não obstante a gestão integrada da cascata [CONFIDENCIAL] ser matéria que careceria de investigação adicional, nomeadamente quanto aos seus efeitos nos preços da PRO, as preocupações jus-concorrenciais daí decorrentes poderão ser afastadas com a implementação do compromisso apresentado pela EDP no âmbito do processo Ccent. 06/2008 EDP / Activos EDIA (Pedrógão*Alqueva).
422. De facto, consta dos compromissos, apresentados pela EDP nesse outro procedimento, que a gestão das centrais de Aguireira e Raiva será entregue, mediante um contrato de gestão, a

um operador independente da Notificante. Nessa medida, a gestão do conjunto Agueira / Raiva deixa de incorporar, para efeitos desse terceiro operador, as externalidades que as mesmas exercem sobre o aproveitamento de Penacova, uma vez que a central de Penacova não se encontrará na sua esfera de controlo. Assim, evitam-se os incentivos que resultam de diferenças de regulação entre PRE e PRO sujeita a CMEC's, e que poderiam provocar uma alteração de comportamento da central de Agueira, obedecendo a incentivos localizados numa central a jusante de dimensão muito inferior e cuja lógica é, somente, o aproveitamento do caudal libertado pelas centrais a montante.

423. Consta ainda do compromisso, apresentado pela EDP no processo Ccent. 06/2008 EDP / Activos EDIA (Pedrógão*Alqueva),, que as centrais de Agueira e Raiva estarão sujeitas ao envio de informação periódica que permite monitorizar a sua colocação em mercado, enquanto o contrato de gestão não se tenha efectivado.

6.2. Mercado relacionado de serviços de ajuste de sistema

6.2.1 Estrutura da Oferta

424. 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.

425. 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*.¹²⁹

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

¹²⁸ Cfr. Informação pública do INAG disponível em www.inag.pt.

¹²⁹ A terminologia utilizada na tabela é explicitada no ponto 192 *supra*.

Alqueva ¹³⁰	[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: REN¹³¹. Tratamento de dados de natureza confidencial pela AdC.

426. 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.

427. 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 6).

Tabela 18: Contratação de serviços de ajuste de sistema por tecnologia no 2º semestre de 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: REN¹³², tratamento de dados de natureza confidencial pela AdC.

428. Em sede de resposta ao pedido de elementos¹³³, a Notificante estima que o volume total de serviços de ajuste de sistema [CONFIDENCIAL] e que, relativamente às centrais

¹³⁰ 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 é o concorrente a considerar para efeitos de controlo. Por essa razão, na tabela, a quota é atribuída ao activo objecto da transacção e não à EDIA ou à EDP, considerando que no segundo semestre de 2007 ambas exerceram controlo sobre o mesmo, embora em períodos distintos.

¹³¹ Informação enviada em resposta a pedido de informação da AdC de 08/02/2008.

¹³² *Idem*

¹³³ Conforme comunicação da Notificante de 14/02/2008.

hidroeléctricas abrangidas no âmbito dos CMEC, as verbas auferidas no mercado de serviços de ajuste de sistema devem ser devolvidas no final de cada ano, no âmbito do processo de revisibilidade dos CMEC.

429. Porém, ao contrário do que a Notificante refere, a devolução é apenas aparente, na medida em que as receitas de serviço de ajuste 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, objecto do referido processo Ccent. 06/2008.
430. Por outro lado, e conforme publicado pela Notificante¹³⁴, o mercado de serviços de ajuste de sistema, no caso do mercado espanhol, é uma fonte importante de receitas para as centrais em operação.
431. 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.
432. 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.¹³⁵
433. Cumpre notar que, no contexto actual, os produtores em 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.
434. Por outro lado, é necessário que as centrais cumpram determinado tipo de requisitos no sentido de poderem participar na prestação deste tipo de serviços. Porém, da forma como

¹³⁴ Vide as apresentações do Dia do Investidor publicadas no site da Notificante www.edp.pt.

¹³⁵ 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, de forma substancialmente independente dos seus concorrentes, clientes, fornecedores e, em último caso, do consumidor final.

sejam geridos os activos de produção em regime especial poderão resultar efeitos no volume de energia que é fornecida ou deixada de fornecer, em tempo real, com recurso aos serviços de ajuste de sistema contratualizados.

6.2.2. Efeitos Jus-concorrenciais da presente operação no mercado relacionado de serviços de ajuste de sistema

435. Os efeitos da presente operação de concentração não se cingem somente ao mercado diário podendo, igualmente, fazer-se sentir no mercado de serviços de ajuste de sistema.

436. Dado que o mercado de serviços de ajuste de sistema tem como função corrigir desvios em tempo real entre a procura e oferta contratadas no mercado diário, no caso da Notificante reduzir em tempo real a produção de PRE em relação ao que tinha previsto aquando da realização dos mercados diário e intra-diários, será necessário contratar produção PRO neste mercado, cuja remuneração é superior.

437. Assim, variações estratégicas, e não antecipadas, da produção em tempo real das centrais mini-hídricas, poderão ser realizadas em proveito das centrais do extinto SENV ou da central hidroeléctrica de Alqueva, objecto da operação de concentração Ccent. 06/08, conforme os serviços de ajuste de sistema que tenham contratualizado nesse mercado em particular.

438. Estes incentivos são elevados pelo facto do preço da Banda Terciária para subir no mercado de serviços de ajuste de sistema ser superior ao preço do mercado diário em cerca de 5,27%.

439. Pode também a Notificante ter incentivos para efectuar aumentos, não antecipados, na produção de PRE, com vista a que em mercado de serviços de ajuste de sistema seja contratada Banda Terciária para descer.

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

440. Os incentivos em fazer subir os preços grossistas da PRO 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 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 eléctrica¹³⁶:

- 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).

441. 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 recurso¹³⁷.

442. 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 clientes¹³⁸.

443. 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:

- A tarifa regulada constitui elemento fundamental na definição de oportunidades de comercialização. Sendo o preço da energia eléctrica, reflectido na tarifa regulada,

¹³⁶ A este respeito vide as Apresentações Anuais de Resultados da EDP dos últimos 4 anos, disponível em www.edp.pt.

¹³⁷ ERSE, Mercado Liberalizado - Situação a Dezembro de 2007, disponível em www.erse.pt.

¹³⁸ *Idem*.

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.

444. 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.

445. Os custos de tal estratégia centram-se 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.

446. 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.

447. 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.

448. 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.

6.4. Concorrência potencial no âmbito dos procedimentos concursais relativos ao Plano Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico

449. O PNBEPH¹³⁹, identificado no Capítulo IV – Caracterização do Sector Eléctrico Nacional, terá como consequência a realização de 10 concursos para a atribuição de concessões da exploração do domínio público hídrico, num total de 1096 MW de capacidade de produção.

450. O PNBEPH define, para o horizonte temporal de 2007 a 2020, os aproveitamentos hidroeléctricos que serão objecto de concretização, sendo que a data estimada para a entrada em exploração dessas centrais ocorrerá entre 2015 a 2020, ou seja, um horizonte temporal cujo âmbito extravasa o horizonte temporal prospectivo de análise jus-concorrencial de operações de concentração.

451. O primeiro destes concursos a ser aberto foi o relativo ao aproveitamento hidroeléctrico de Foz Tua. De facto, conforme informação disponibilizada pelo INAG¹⁴⁰, este procedimento iniciou-se ainda no decurso da fase de instrução da presente operação de concentração na sequência de Aviso publicado em Diário da República¹⁴¹, tendo o acto de adjudicação do mesmo ocorrido em 1 de Abril de 2008.

452. No âmbito desse procedimento, a Notificante, na qualidade de primeiro requerente da utilização dos recursos hídricos relativos ao aproveitamento de Foz Tua e ao abrigo do artigo 68.º da Lei da Água, gozava de um direito de preferência na atribuição da concessão, havendo igualdade de condições face a terceiros concorrentes.

453. Entretanto, em Março e Abril de 2008, foram publicados pelo INAG os concursos relativos aos restantes 9 aproveitamentos hidroeléctricos previstos no PNBEPH.

454. O regime concursal previsto na Lei da Água introduz um momento de concorrência na atribuição da concessão da exploração do domínio público hídrico, cujos contornos se encontram definidos, em concreto, nas peças concursais.

¹³⁹ Plano Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico, Memória, Novembro de 2007, disponível em www.inag.pt.

¹⁴⁰ Em sede de resposta a pedido de elementos da AdC de 14.03.2008.

¹⁴¹ Cfr. Aviso n.º 26165/2007, publicado em Diário da República, 2.ª série — N.º 250 — 28 de Dezembro de 2007, nos termos das alíneas d) e e) do artigo 61.º, da lei n.º 58/2005, de 29 de Dezembro.

455. Com efeito, salienta-se como critério da atribuição da concessão a existência de um valor de licitação, ou seja, um preço do direito/título de utilização, cuja determinação estará sujeita à concorrência entre os agentes que se candidatem à produção de electricidade com meios hidráulicos.
456. Este critério, no caso do concurso do aproveitamento de Foz Tua, representava 50% da ponderação nos critérios de adjudicação adoptados, sendo os restantes 50% repartidos pela solução proposta para a linha-férrea do Tua (20%), prazo de entrega do projecto do Estudo de Impacto Ambiental (20%) e prazo de duração da construção do aproveitamento (10%). No âmbito do referido concurso, competia à entidade ganhadora proceder ao pagamento ao Instituto da Água, no prazo de 5 dias úteis após a emissão das respectivas facturas, da contrapartida financeira objecto do concurso.¹⁴²
457. No caso dos restantes concursos do PNEPH, a participação dos concorrentes assenta a demonstração de capacidade financeira e capacidade técnica, tendo como critério de adjudicação "(...) A mais elevada quantia oferecida que acresce ao valor base (...)" que é determinado pelo INAG em cada concurso.
458. O valor base do concurso relativo aos aproveitamentos de Gouvães, Padroselos, Alto Tâmega e Daivões ascende a 120 milhões de Euros. No concurso relativo aos aproveitamentos de Pinhosão e Girabolhos o valor base ascende a 40 milhões de Euros. Por último, no concurso relativo aos aproveitamentos de Fridão, Alvito e Almourol, o valor base a concurso ascende a 70 milhões de Euros.
459. Note-se que a atribuição das concessões hidroeléctricas relativas ao PNBEPH ocorre no momento em que se realizam os concursos, sendo este um momento de concorrência susceptível de análise jus-concorrencial. Como se referiu, uma parte destes concursos encontra-se em curso na fase de instrução do presente processo.
460. A colocação em marcha do PNBEPH, assente em processos concursais de natureza concorrencial, suscita necessariamente a investigação do modo como a presente operação de concentração poderá afectar a concorrência, em termos de concorrência potencial, em particular na componente de leilão competitivo em que assenta a atribuição das concessões.

¹⁴² Conforme a Nota de Informação Privilegiada publicada pela EDP em www.edp.pt, no dia 1 de Abril de 2008, relativa à Construção e Exploração da Central Hidroeléctrica de Foz Tua adjudicada à EDP.

461. A Notificante será, com elevada probabilidade, uma das concorrentes aos aproveitamentos hidroeléctricos previstos no PNBEPH. De facto, concorreu no procedimento concursal, já concluído, relativo a Foz Tua, e já manifestou publicamente o interesse em participar nos remanescentes concursos do PNBEPH¹⁴³.

462. A análise da concorrência potencial é suscitada pelo facto do grupo Enersis – do qual a Pebble Hydro faz parte –, inserido em consórcio com a GALP¹⁴⁴, ter participado como concorrente da Notificante no concurso relativo ao aproveitamento hidroeléctrico de Ribeiradio/Ermida. No âmbito desse concurso a EDP concorreu em consórcio com uma terceira empresa – a Eviva Energy.^{145,146} Este concurso ocorreu no contexto prévio à operação de concentração, em Outubro de 2007.

463. Nos termos do Programa do Concurso relativo ao aproveitamento de Ribeiradio/Ermida, no que respeita à avaliação da capacidade técnica dos concorrentes, era exigida a apresentação de elementos que comprovassem o conhecimento e experiência nos domínios da concepção, construção e exploração de aproveitamentos hidroeléctricos, com potência mínima instalada de 30 MW. O grupo Enersis, nessa secção da documentação enviada, em sede de concurso, apresentou a sua experiência na concepção, construção e exploração de aproveitamentos hidroeléctricos, com base nos activos da Pebble Hydro.

464. Na medida em que a Pebble Hydro, via presente operação de concentração, deixa de fazer parte do grupo Enersis, tal facto poderá limitar o interesse do grupo Enersis em participar nos concursos do PNBEPH. De facto, com a presente operação de concentração, o grupo Enersis diminui substancialmente a sua participação em meios de produção hidroeléctricos, passando a ter a sua actividade centrada na PRE eólica.

465. Porém, questionado o grupo Enersis sobre o seu interesse no PNBEPH¹⁴⁷, este afirmou não descurar o eventual interesse desta entidade ou de empresas da sua estrutura accionista na participação futura nos procedimentos concursais referentes aos remanescentes 9

¹⁴³ Vide as apresentações do Dia do Investidor publicadas no site da Notificante www.edp.pt.

¹⁴⁴ Vide comunicação do Instituto da Água em 05.03.2008.

¹⁴⁵ Isto apesar da proposta do consórcio Enersis/GALP ter sido excluída por violação das normas estabelecidas no programa do concurso do aproveitamento, conforme Comunicação do Instituto da Água de 05/03/2008. Tal facto, porém, não lhe retira o estatuto de concorrente do consórcio onde insere a Notificante.

¹⁴⁶ Concurso para atribuição de concessão para captação de água, no rio Vouga, para a produção de energia hidroeléctrica e implantação das infra-estruturas hidráulicas necessárias, Instituto da Água, Outubro de 2007, conforme os elementos enviados pela Notificante em 14/02/2008.

¹⁴⁷ Conforme Comunicação da Enersis – Sociedade Gestora de Participações Sociais, S.A., de 24/03/2008.

aproveitamentos hidroelétricos, previstos no âmbito do PNBEPH, referindo que tal depende das suas regras e dos termos que vierem a ser aprovados e publicados.

466. Cumpre salientar que o grupo Enersis não participou no primeiro procedimento concursal relativo ao PNBEPH, relativo ao aproveitamento de Foz Tua. Refira-se ainda, em relação ao mesmo concurso, que a Notificante foi a única concorrente, tendo nessa medida beneficiado da respectiva adjudicação em 1 de Abril de 2008.
467. A existência de um direito de preferência por parte da EDP no âmbito do concurso de Foz Tua poderá ter sido um factor que terá pesado no desinteresse de terceiros concorrentes em apresentarem propostas.
468. Por outro lado, cumpre salientar a existência de diferenças significativas quanto aos critérios de adjudicação entre o procedimento concursal de Ribeiradio/Ermida e aqueles respeitantes ao PNBEPH. De facto, enquanto no concurso de Ribeiradio/Ermida os critérios de adjudicação assentavam na qualidade técnica, prazos de execução e produtividade eléctrica da proposta, nos concursos do PNBEPH identificam-se leilões competitivos sujeitos a um preço de reserva.
469. Não se poderá, assim, descurar os impactos que as diferenças em matéria de critérios de adjudicação podem relevar em matéria do nível de concorrência a que a atribuição das concessões estará sujeita.
470. Por último, existe a possibilidade de em relação aos concursos previstos no PNBEPH, a Notificante se apresentar numa situação de vantagem face aos seus demais potenciais concorrentes. De facto, os potenciais benefícios que os novos aproveitamentos do PNBEPH poderão trazer à exploração de aproveitamentos pré-existentes da EDP podem ser materializados numa superior *"willingness to pay"* no que concerne aos leilões competitivos que presidem à atribuição das concessões, já que o activo tem um valor esperado para a EDP superior àquele que assume para as restantes empresas. Tal factor poderá igualmente pesar no grau de participação de concorrentes da Notificante nos referidos concursos.
471. O grupo Enersis continuará um agente activo no mercado eléctrico, em particular na PRE eólica, e a sua participação nos concursos do PNBEPH não será afectada pela presente operação de concentração, estando antes dependente da avaliação interna que o mesmo grupo fará das regras e dos termos dos procedimentos concursais.

472. Refira-se ainda que o modelo dos concursos não descarta a participação de outros agentes, para além da Notificante e do grupo Enersis. A participação de outros agentes dependerá naturalmente da avaliação que os mesmos façam das regras e dos termos dos procedimentos concursais, tal como referido para o grupo Enersis.

473. Em face de todo o exposto, conclui-se que a presente operação de concentração não deverá afectar a concorrência potencial no âmbito do PNBEPH.

6.5. Conclusão da análise jus-concorrencial

474. Face ao exposto, considera-se que a operação de concentração ora notificada é susceptível, à luz dos elementos recolhidos, de reforçar uma posição dominante da qual poderão resultar entraves significativos à concorrência efectiva no mercado da produção de energia eléctrica em Portugal Continental. Acresce que a operação de concentração permitirá, ainda, à Notificante, potenciar a sua posição dominante no mercado relacionado de serviços de ajuste de sistema, via a sua actuação estratégica ao nível do mercado relevante da produção eléctrica em Portugal Continental, afectando as condições de concorrência nesse mercado relacionado.

475. De facto, em virtude da presente operação de concentração, a Notificante passará a controlar um conjunto de activos de produção mini-hídrica, cuja capacidade de produção poderá apresentar um nível de controlabilidade susceptível de, em conjunto com as capacidades em centrais mini-hídricas que a Notificante detém no cenário pré-concentração, produzir efeitos sensíveis no que toca à separação de mercado e aos preços de equilíbrio do mercado da produção de energia eléctrica.

476. Nota-se porém que a existência potencial de efeitos significativos nos preços é circunscrita a um conjunto limitado de períodos horários. De facto, em termos médios, as quantidades produzidas pelas centrais mini-hídricas não são susceptíveis de gerar efeitos de aumentos de preço com significado relevante.

477. Acresce que, ao nível do mercado relacionado de serviços de ajuste de sistema, este será afectado, indirectamente, pela actuação estratégica da Notificante no mercado relevante para efeitos da presente operação, uma vez que variações não antecipadas, em tempo real, da produção contratada no mercado diário conduzem a alterações na procura de serviços no mercado de serviços de ajuste de sistema, onde a Notificante detém, actualmente, uma posição dominante.

478. Do mesmo modo, é igualmente afectado o mercado relacionado de comercialização de energia a clientes finais, na justa medida em que um aumento de preços gerado no mercado da produção PRO é susceptível de aumentar o custo de empresas concorrentes da Notificante na comercialização de energia eléctrica.
479. A gestão integrada da cascata de centrais hidroeléctricas de Aguieira, Raiva e Penacova é igualmente susceptível de produzir efeitos ao nível da forma como as duas primeiras centrais da EDP serão colocadas em mercado, o que poderá implicar um reforço do impacto da operação de concentração ao nível da formação dos preços, em benefício da Notificante.
480. Porém, a implementação dos compromissos apresentados pela Notificante no âmbito do processo Ccent. 06/2008 EDP / Activos EDIA (Pedrógão*Alqueva) permitirá afastar tais preocupações, na medida em que as centrais de Aguieira e Raiva passarão a ser geridas por uma entidade independente da Notificante.
481. Foram ainda analisados os impactos jus-concorrenciais da operação de concentração notificada em termos de concorrência potencial no âmbito dos procedimentos concursais relativos ao PNBEPH. A análise permitiu, no entanto, concluir que o grupo Enersis – onde se insere a Pebble Hydro – continuará um agente activo no mercado eléctrico, em particular na PRE eólica. A sua participação nos concursos do PNBEPH não será afectada pela presente operação de concentração, estando antes dependente da avaliação interna que o mesmo grupo fará das regras e dos termos dos procedimentos concursais. Refira-se ainda que o modelo dos concursos não descarta a participação de outros agentes, para além da Notificante e do grupo Enersis.
482. Não obstante o *supra* exposto, os compromissos assumidos pela Notificante, como descritos no Capítulo VIII, permitem afastar as preocupações jus-concorrenciais identificadas.

VII – PARECER DA ERSE

483. Em 16 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 1 de Fevereiro de 2008.

484. A ERSE, no seu parecer, refere que, no regime de PRE, não tem qualquer intervenção no processo de autorização dos centros electroprodutores, nem no regime de tarifas de venda de energia eléctrica neles produzida.
485. Contudo, esta refere que existe a expectativa de que a produção em regime especial, à semelhança do que acontece já em Espanha, possa vir, em Portugal, a estar sujeita a um regime de participação em mercado, designadamente através do mercado diário do MIBEL. Neste contexto, se, e quando tal situação se vier a concretizar, os acréscimos de capacidade que se obtenham na PRE podem contribuir para o reforço de uma já existente posição de domínio do grupo EDP no mercado grossista português.
486. Acrescenta que, mesmo em regime de PRE, não se pode excluir a existência de incentivos a eventuais actuações estratégicas no sentido de modelar a disponibilidade da capacidade deste tipo de produção de acordo com a conveniência de colocação de energia produzida em regime ordinário.
487. De facto, 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 (que deverão descontar às suas necessidades de energia eléctrica a produção adquirida a produtores em regime especial).
488. A ERSE recomenda assim que, no caso da autorização desta operação de concentração, a Notificante deve informar a Autoridade da Concorrência e a ERSE, com periodicidade semestral, com desagregação mensal e por aproveitamento energético, das quantidades de energias vendidas ao CUR por produtores em regime especial directa ou indirectamente detidos ou controlados pela Notificante.

VIII – COMPROMISSOS E OBRIGAÇÕES

489. Não obstante o seu entendimento de que a operação de concentração em causa não colocaria problemas à concorrência, a Notificante apresentou, no sentido de eliminar as preocupações jus-concorrenciais da Autoridade da Concorrência, em 12 de Junho de 2008, 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.

490. O conjunto de compromissos e obrigações apresentados pela Notificante podem resumir-se no que se segue:

- *“(…) a EDP compromete-se a não gerir os aproveitamentos mini-hídricos sobre os quais versa o negócio jurídico notificado à Autoridade da Concorrência em 3 de Janeiro de 2008, referente ao processo Ccent. 02/2008 – EDP / Pebble Hydro * H. Janeiro de Baixo” (“Aproveitamentos Mini-hídricos”), com vista a obter hipotéticos benefícios através da distorção das práticas competitivas no mercado.”*
- *“A EDP compromete-se a maximizar a disponibilidade para produzir energia a partir dos Aproveitamentos Mini-hídricos, designadamente através do cumprimento do seguinte conjunto de princípios:*
 - (i) realização de imobilizações para manutenção preventiva dos Aproveitamentos Mini-hídricos apenas com o propósito de os manter em óptimas condições de exploração e segurança, e com base nos manuais de manutenção dos equipamentos entregues pelos fornecedores ou fabricantes, com respeito pelas regras de boa prática industrial;*
 - (ii) realização de manutenções preferencialmente em condições hidrológicas desfavoráveis (períodos de reduzido caudal afluente), com o objectivo de permitir a sua realização em condições de segurança adequadas e minimizar as perdas de produção de energia dos Aproveitamentos Mini-hídricos. ”*
- *“Com vista a permitir a monitorização dos compromissos acima mencionados, a EDP compromete-se ainda a:*
 - (i) enviar à Autoridade da Concorrência um relatório anual com informação referente à produção horária do conjunto de mini-hídricas em regime especial detidas pela EDP, bem como do conjunto de mini-hídricas existente em território nacional continental, esta última na medida em que esteja publicamente disponível;*
 - (ii) enviar anualmente à Autoridade da Concorrência informação referente à produção medida em horas equivalentes anuais (horas de utilização à potência máxima) e indicadores de disponibilidade e indisponibilidade fortuita do conjunto de mini-hídricas*

em regime especial detidas pela EDP.”

- As obrigações *supra* referidas deverão prolongar-se por um período de 5 anos a contar da data em que ocorra a transmissão à EDP das acções representativas da maioria do capital social da Pebble Hydro e da H. de Janeiro de Baixo, ou por qualquer forma a aquisição pelo Grupo EDP do controlo exclusivo sobre as duas referidas sociedades, ou (ii) o decurso de 45 dias após a data em que a AdC adopte uma decisão que ponha termo ao mencionado processo, nos termos e para os efeitos do n.º 1, alínea b), e do n.º 3, do artigo 35.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho.

491. Da análise aos compromissos apresentados pela Notificante, resulta que, para além do conjunto de compromissos de não adopção de comportamentos estratégicos com vista a obter hipotéticos benefícios através de distorção de práticas competitivas no mercado, a Notificante propõe-se remeter, em relatórios anuais, o indicador relativo à produção horária do conjunto das suas centrais mini-hídricas, bem como da produção total de centrais mini-hídricas em território nacional.

492. A informação a remeter, anualmente, como assumido pela Notificante, ajusta-se a uma efectiva monitorização do compromisso comportamental oferecido, entendendo-se adequado e suficiente para fazer face às preocupações jus-concorrenciais identificadas pela AdC.

493. Em primeiro lugar, a informação de produção, no detalhe horário em que é fornecida, ajusta-se à forma de funcionamento do mercado eléctrico, nomeadamente no que respeita ao período relevante em que se forma o preço da energia eléctrica em mercado.

494. Em segundo lugar, o fornecimento de informação de produção relativa à produção mini-hídrica em território nacional – cujo nível de correlação com a série conjunta de produção horária mini-hídrica da Pebble Hydro e EDP é superior a [90-100]% – fornece um termo de comparação relevante que permite avaliar desvios de conduta face aos compromissos comportamentais oferecidos.

495. De facto, as centrais mini-hídricas não detidas pela Notificante têm apenas como objectivo de gestão concentrar a sua produção nos períodos em que o tarifário é mais favorável (horas de fora de vazio), minimizando ainda descarregamentos não produtivos, entre os quais, aqueles que resultam de paragens para efeitos de manutenção do equipamento. Refira-se ainda que o índice de correlação entre a série de produção agregada da Pebble Hydro e Notificante e a produção de aproveitamentos mini-hídricos de terceiras entidades é igualmente bastante

elevado, ascendendo a [90-100]%. A produção da PRE em território nacional serve, nestes termos, de referência à avaliação do comportamento da Notificante.

496. Em terceiro lugar, o compromisso comportamental a que se associa a informação de monitorização a remeter anualmente revela-se adequado e proporcional, tendo em conta o facto de, em termos médios, as quantidades produzidas pelas centrais mini-hídricas não serem susceptíveis de gerar efeitos de aumentos de preço significativos. O uso estratégico das centrais mini-hídricas poderá produzir efeitos sensíveis nos preços apenas num conjunto limitado de períodos.
497. Assim sendo, afastam-se as preocupações em matéria da possível existência de comportamentos estratégicos em torno de manipulação da produção entre períodos horários, considerando que a monitorização produzirá um efeito dissuasor de tais práticas, tendo em conta o compromisso comportamental que é oferecido.
498. Em consequência, as preocupações respeitantes ao possível aumento de preços da PRO no mercado da produção e no mercado relacionado de serviços de ajuste sistema, bem como as preocupações no mercado relacionado de comercialização de energia eléctrica a clientes finais, são mitigadas em face dos compromissos oferecidos pela Notificante.
499. O conjunto de compromissos, acima exposto, estende-se por um período de 5 anos, período esse que se considera 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.
500. Considerou-se como adequado e suficiente um prazo de 5 anos, face aos elementos jus-concorrenciais hoje em presença, nomeadamente a existência de expectativas sólidas de que 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), susceptíveis de atenuar a posição dominante ora observada pela Notificante no mercado da produção de energia eléctrica.

IX – AUDIÊNCIA PRÉVIA DOS INTERESSADOS

501. Na sequência dos Avisos publicados em cumprimento do artigo 33.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho, não foram recebidas quaisquer observações de terceiros interessados nem requerimento de constituição de contra-interessados nos termos dos artigos 33.º e 38.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho.

502. 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, referentes 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.

503. Considera, no entanto, a Autoridade, que não foram apresentados elementos novos susceptíveis de alterar o sentido de decisão proposto quanto a estas matérias.

504. Sem prejuízo de os argumentos ora apresentados pela EDP 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 na Audiência de Interessados, em relação a cada uma das matérias elencadas.

(a) Do entendimento da Autoridade da Concorrência quanto à delimitação do mercado relevante da produção de energia eléctrica

505. Como ponto prévio, realce-se que a Notificante não teceu quaisquer Observações quanto às Conclusões da Autoridade relativamente à delimitação dos dois mercados relacionados, respeitantes aos serviços de ajuste de sistema e à comercialização de energia eléctrica ao cliente final, apenas expressando o seu desacordo quanto ao mercado relevante da produção de energia eléctrica.

506. Nas suas Observações, a EDP alega que não concorda com a definição do mercado relevante referente à produção de energia eléctrica apresentada pela Autoridade da Concorrência, considerando que a actividade de produção em regime especial (a “PRE”) permanece uma actividade regulada por lei, em regime de comercialização garantida e com condições de

preço fixadas administrativamente, e sem concorrência entre produtores, e que, como tal, não deveria estar incluída no mesmo mercado da PRO.

507. De acordo com a Notificante, não são as diferenças regulatórias respeitantes à determinação do preço de venda da energia eléctrica que por si só distinguem a PRE da produção em regime ordinário (a "PRO"), nem nunca tal foi argumentado pela EDP.

508. A EDP alega que a sua argumentação se sustenta no facto de o regime de produção especial prever uma obrigação do CUR em adquirir a totalidade de energia produzida em PRE, a um preço fixado administrativamente – superior ao preço de mercado –, inexistindo os princípios básicos para a inclusão deste segmento na definição de mercado relevante de produção de energia eléctrica, uma vez que, desde logo, inexistente quanto a este regime de produção a substituição do lado da procura que, nas palavras da Comissão Europeia, *"constitui o elemento disciplinador mais imediato e eficaz sobre os fornecedores de um dado produto, em especial no que diz respeito às suas decisões em matéria de preços"*.

509. Já relativamente à definição de mercado relevante geográfico, a EDP mantém o seu entendimento quanto à dimensão nacional da produção de energia eléctrica em regime especial, fundamentado que tal *"decorre quase inevitável 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."*

510. Ora, 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 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. 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.

511. 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.

512. No entanto, e tal como a Autoridade da Concorrência expõe no Projecto de Decisão, a procura que o CUR deverá dirigir aos mercados organizados é realizada em função da diferença entre a procura global dos respectivos clientes e as quantidades de PRE previstas, o que implica que a uma menor produção do segmento PRE corresponde uma maior procura de electricidade por parte do CUR, podendo resultar numa subida dos preços da PRO. 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.

513. 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 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.”*

514. Com efeito, caso se optasse pela autonomização da electricidade produzida em PRE e em PRO, tal opção implicaria a delimitação do mercado da PRO como mercado relacionado para efeitos da operação de concentração, o que implicaria uma quota de mercado da Notificante de cerca de [70-80]% da capacidade instalada, e [60-70]% da energia produzida, em 2006, no mercado relacionado da PRO.

515. Tal como a Autoridade oportunamente expõe no parágrafo 109 desta Decisão, as preocupações jus-concorrenciais ora expressas, permaneceriam mesmo no contexto em que se autonomizam os mercados da PRE e da PRO, na medida em que, com a operação de concentração, a Notificante alavancaria a sua posição dominante inequívoca no mercado relacionado da PRO. Este entendimento é, aliás, corroborado pela ERSE, em sede de Parecer, quando refere que *“mesmo em regime de PRE, não se pode excluir a existência de incentivos a eventuais actuações estratégicas no sentido de modular a disponibilidade da capacidade deste tipo de produção (por exemplo, agendando manutenções) de acordo com a conveniência de colocação de energia produzida em regime ordinário”.*

516. 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.
517. 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.
518. 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.
519. 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 a redução da produção das centrais a carvão, com potenciais efeitos de congestionamento.
520. Quanto às alegadas *“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.
521. Em relação à alegada pressão sobre os [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.

522. 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 na prática decisória e jurisprudência comunitária¹⁴⁸ em matéria de definição dos mercados geográficos relevantes nos mercados de energia eléctrica.¹⁴⁹

(b) Do entendimento da Autoridade da Concorrência quanto à avaliação jus-concorrencial efectuada relativamente ao mercado relevante da produção de energia eléctrica

523. 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.

524. Cumpre realçar, como nota prévia, que a Notificante não teceu quaisquer Observações quanto às Conclusões da Autoridade relativamente à avaliação jus-concorrencial respeitantes aos mercados relacionados de serviços de ajuste de sistema e de comercialização de energia eléctrica ao cliente final, apenas expressando o seu desacordo quanto ao mercado relevante da produção de energia eléctrica.

525. Relativamente à avaliação jus-concorrencial do mercado relevante da produção de energia eléctrica, a Notificante alega que quaisquer conclusões apresentadas pela Autoridade da Concorrência a propósito da capacidade e incentivos da EDP para actuar nos mercados de determinada forma só podem ser aceites se devidamente suportadas por indícios que façam a correspondente prova, sendo de excluir quaisquer conclusões que se baseiem unicamente em pressupostos de informação no mínimo discutíveis ou em deficientes técnicas analíticas.

526. A Autoridade da Concorrência não pode deixar de discordar com a Notificante, tanto mais que entende que todas as suas tomadas de posição ao longo da Decisão se encontram fundamentadas, quer *de jure*, quer com comprovada análise económica. Diga-se, aliás, que a

¹⁴⁸ Vide Acórdão do Tribunal de Primeira Instância, T-87/05, EDP / Comissão, de 21 de Setembro de 2005.

¹⁴⁹ 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.

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.

527. A Notificante entende que a análise da Autoridade não considera nem integra factores cruciais na análise jus-concorrencial que apresenta. Considera, ainda, que o Projecto de Decisão analisa cada mercado separado da realidade em que se insere e se limita a explicar conclusões que não encontram correspondência fáctica, de forma coerente, insistindo na ideia, *“quase obsessiva, de que todos os comportamentos da EDP 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”*.
528. A Autoridade da Concorrência rejeita a adjectivação sugerida pela Notificante, tendo fundamentado, isso sim, de modo aturado, a sua análise no que respeita aos efeitos jus-concorrenciais da operação no âmbito das suas competências em matéria de controlo prévio de operações de concentração.
529. 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.
530. Com o devido respeito pelo entendimento aqui expresso, da entidade Notificante, 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.
531. No que diz respeito à posição da Autoridade da Concorrência quanto aos incentivos da EDP no que toca a formação de preços, esta consiste numa assunção de racionalidade económica das empresas na prossecução do seu objectivo, no contexto 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 a 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^{150,151}.

532. 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. 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 combinando, a acontecer em 2009, ao parque electroprodutor da Notificante.
533. 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 Gráfico 8 da Decisão.
534. 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.
535. Porém, quando a Notificante alega não deter um conhecimento perfeito das condições de oferta, argumenta como se não lhe fosse possível antecipar os seus principais elementos no momento em que formula as suas ofertas de preço/quantidade em mercado, i.e., 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 também desconhecidas e o mesmo acontecendo com as importações.

¹⁵⁰ Vide ponto 2. das "*Orientações para a apreciação de concentrações horizontais nos termos do regulamento do Conselho relativo ao controlo das concentrações*"

¹⁵¹ 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.*"

536. 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.
537. 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.
538. Em tal contexto, simples técnicas estatísticas permitem, com um grau de certeza elevado, determinar quais os impactos 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.
539. No que se refere a toda a análise realizada pela Autoridade da Concorrência em relação aos aproveitamentos mini-hídricos, conclui-se que as centrais mini-hídricas prosseguem uma gestão estratégica no sentido de maximizar a produção nas horas em que o tarifário é mais favorável, i.e., as horas de fora de vazio.
540. De facto, da análise empírica conduzida, é possível verificar que, quando as condições de armazenagem e de aflúncias de água o permitem, as centrais mini-hídricas reduzem substancialmente, senão mesmo anulando, a sua produção em horas de vazio (período da noite), fazendo-o em simultâneo, o que resulta de todas prosseguirem o mesmo objectivo. Verificou-se, ainda, que a capacidade de gestão estratégica é naturalmente limitada pela reduzida dimensão da capacidade de armazenamento destes aproveitamentos, permitindo apenas ajustes intra-diários da produção.
541. Ora, se o conjunto das centrais mini-hídricas da EDP e da Pebble Hydro conseguem transferir produção entre períodos horários, sendo que nalguns desses períodos estas variações podem atingir valores com algum significado (entre [40-60] MWh a [70-90] MWh), prosseguindo objectivos similares que decorrem dos incentivos tarifários, não se pode excluir que o

conjunto das mini-hídricas, quando geridas pela Notificante, possam adaptar a sua gestão a outros objectivos, não deixando de ter em conta os incentivos tarifários, mas prosseguindo também estratégias orientadas para induzir aumentos de preços no mercado de PRO.

542. Ainda no que diz respeito às Observações da Notificante, diga-se que a Autoridade da Concorrência não entendeu como pressuposto da sua análise que pudessem ocorrer descarregamentos não produtivos deliberados ou que a modulação da produção conduzisse a uma menor produção em horas de fora vazio. Nessa medida, discorda-se do entendimento da Notificante que a Autoridade da Concorrência tenha desconsiderado em absoluto os incentivos contidos no actual sistema tarifário.

543. A Autoridade reitera o seu entendimento quanto à análise e conclusões extraídas, discordando da posição da Notificante quando afirma que se realizou *“um puro exercício teórico de possibilidades infinitas de comportamentos que não têm sequer qualquer apego à racionalidade económica que subjaz à tomada decisões estratégicas.”*

544. De facto, uma vez que a Notificante possui uma posição dominante no mercado de produção energia eléctrica, e existindo incentivos para induzir aumentos de preços (já que uma parte substancial da produção grossista não está abrangida pelo mecanismo de revisibilidade CMEC), e entendendo a Autoridade que a posição dominante da Notificante e os incentivos *supra* mencionados resultariam reforçados com a operação de concentração, não poderia a Autoridade da Concorrência deixar de analisar os efeitos indirectos que podem resultar da colocação estratégica das quantidades susceptíveis de ser moduladas no contexto dos activos mini-hídricos da Pebble Hydro e da Notificante, no seu conjunto.

545. Em relação à análise conduzida pela Autoridade da Concorrência no que diz respeito ao impacto do comportamento estratégico nos preços da PRO, a Notificante tende a centrar-se nas conclusões obtidas quanto aos efeitos médios de potenciais modulações estratégicas, sublinhando que *“o período de tempo em que a modulação atinge valores relativamente significativos – da ordem dos 80% (relativamente à capacidade instalada considerada controlável pela Autoridade da Concorrência) “é muito reduzida” – aproximadamente 1,9%.”*, ou que *“uma hipotética actuação estratégica com o intuito de controlar os preços, leva-nos a concluir que as alegadas variações de preço são, na verdade insignificantes, rondando 1%.”*

546. Note-se que a referência aos períodos de tempo em que a capacidade de modulação atinge os 80% é uma referência a um valor extremo, não deixando de se fazer notar, na análise desenvolvida, que a capacidade de modular intradiariamente a produção existe entre [20-

30%] a [30-40]% dos dias do período analisado. Por outro lado, a conclusão da insignificância das variações de preço, tal como entende a Notificante, não reflecte a análise da Autoridade da Concorrência, já que desta resulta que podem ocorrer períodos em que as variações de preços que resultem da modulação estratégica das produções das mini-hídricas podem ser substantivas, mesmo que estes não sejam frequentes.

547. Ora, embora a Autoridade da Concorrência entenda que a Notificante possa não se encontrar em condições de avaliar com total precisão os possíveis impactos de adoptar determinado comportamento, consegue, no entanto, face aos quantitativos relativamente pequenos mobilizáveis para efeitos de conduta estratégica a partir de centrais mini-hídricas, antecipar com um nível de certeza elevado os potenciais impactos de uma conduta estratégica.

548. De facto, as características do mercado eléctrico requerem um nível de sofisticação elevado dos agentes que nele participam e as frequentes interações em mercado (o preço é formado para as 8760 horas do ano) permitem construir uma aprendizagem sobre os efeitos prováveis de determinados tipos de conduta.

549. É aliás, neste sentido, que se revela adequado e proporcional, como meio de sanar as preocupações jus-concorrenciais apresentadas pela Autoridade da Concorrência, o Compromisso comportamental e de monitorização que a Notificante veio a propor.

550. Importa ainda notar que a apresentação, em sede de Compromissos, da produção PRE agregada dos aproveitamentos mini-hídricos permite igualmente ter um termo de comparação fiável para a monitorização futura da conduta da Notificante. Com efeito, e ao contrário do defende a Notificante, a elevada probabilidade de detecção não resulta da simultaneidade de comportamentos (esse facto verifica-se na actualidade, dado todas obedecerem a um objectivo comum, que resulta da exposição aos mesmos incentivos tarifários), ela é, antes, assegurada pela existência de um elemento de comparação fiável, que permitirá efectivamente monitorizar a conduta da Notificante.

551. Em relação às referências que a Notificante apresentou em relação ao conjunto de centrais de Agueira-Raiva-Penacova, quando refere que a capacidade das centrais de [CONFIDENCIAL] e [CONFIDENCIAL] é [CONFIDENCIAL] vezes superior à de [CONFIDENCIAL], ela centra-se somente em diferenças de capacidades instaladas. A análise da Autoridade da Concorrência, pelo contrário, assentou em critérios que integram também as diferenças de regime de regulação económica e a energia produzida pelos diferentes aproveitamentos. Nesse sentido, a Autoridade da Concorrência reitera a sua análise em

relação às preocupações jus-concorrenciais que foram apresentadas, as quais são obviadas com a implementação dos Compromissos apresentados pela Notificante no âmbito do processo Ccent. 06/2008-EDP/Activos EDIA (Pedrógão*Alqueva).

552. 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, reiterando-se, assim, as Conclusões provisórias que foram notificadas com o Projecto de Decisão, que agora se reiteram com a Decisão Final.

Conclusão

553. Decorrente de todo o acima exposto, a Autoridade da Concorrência não poderia concluir de outra forma, senão daquela que confirma que da Audiência de Interessados realizada não resultaram elementos susceptíveis de infirmar as Conclusões da Autoridade notificadas com o Projecto de Decisão que se reiteram com a presente Decisão.

X – CONCLUSÃO

554. 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 nem reforça uma posição dominante, da qual possam resultar entraves significativos à concorrência efectiva no mercado da produção de energia eléctrica e nos mercados relacionados de serviços de ajuste de sistema e de comercialização de energia eléctrica a clientes finais, em Portugal Continental.

555. 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 do 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 a seguir se transcrevem na sua essência, sendo acompanhados por um Anexo que se junta:

“A EDP compromete-se a não gerir os aproveitamentos mini-hídricos sobre os quais versa o negócio jurídico notificado à Autoridade da Concorrência em 3 de Janeiro de 2008, referente ao

*processo Ccent. 02/2008 – EDP / Pebble Hydro * H. Janeiro de Baixo” (“Aproveitamentos Mini-hídricos”), com vista a obter hipotéticos benefícios através da distorção das práticas competitivas no mercado.*

A EDP compromete-se a maximizar a disponibilidade para produzir energia a partir dos Aproveitamentos Mini-hídricos, designadamente através do cumprimento do seguinte conjunto de princípios:

- (i) realização de imobilizações para manutenção preventiva dos Aproveitamentos Mini-hídricos apenas com o propósito de os manter em óptimas condições de exploração e segurança, e com base nos manuais de manutenção dos equipamentos entregues pelos fornecedores ou fabricantes, com respeito pelas regras de boa prática industrial;*
- (ii) realização de manutenções preferencialmente em condições hidrológicas desfavoráveis (períodos de reduzido caudal afluyente), com o objectivo de permitir a sua realização em condições de segurança adequadas e minimizar as perdas de produção de energia dos Aproveitamentos Mini-hídricos.*

O cumprimento dos princípios acima referidos está sujeito ainda à observação dos compromissos ambientais de gestão da água e de abastecimento de água às populações, bem como dos restantes compromissos assumidos pela EDP perante entidades administrativas e municipais.

Com vista a permitir a monitorização dos compromissos acima mencionados, a EDP compromete-se a:

- (i) enviar à Autoridade da Concorrência um relatório anual com informação referente à produção horária do conjunto de mini-hídricas em regime especial detidas pela EDP, bem como do conjunto de mini-hídricas existente em território nacional continental, esta última na medida em que esteja publicamente disponível;*
- (ii) enviar anualmente à Autoridade da Concorrência informação referente à produção medida em horas equivalentes anuais (horas de utilização à potência máxima) e indicadores de disponibilidade e indisponibilidade fortuita do conjunto de mini-hídricas em regime especial detidas pela EDP.*

Para efeitos de monitorização do cumprimento das obrigações referidas nos parágrafos anteriores, o prazo do envio dos dados a submeter pela EDP à Autoridade da Concorrência não deverá exceder 3 (três) meses após o termo do ano seguinte àquele a que se reporta.

[CONFIDENCIAL – Informação relativa à metodologia e meios a utilizar para cumprimento da obrigação assumida pela EDP].

*As obrigações acima referidas produzirão efeitos a partir da data em que ocorrer o primeiro dos seguintes eventos: (i) transmissão à EDP das acções representativas da maioria do capital social da Pebble Hydro – Consultoria, Investimento e Serviços, Lda. e da Hidroeléctrica de Janeiro de Baixo, Lda., ou por qualquer forma a aquisição pelo Grupo EDP do controlo exclusivo sobre as duas referidas sociedades, na decorrência da operação referente ao processo “02/2008 – EDP / Pebble Hydro * H. Janeiro de Baixo”; ou (ii) o decurso de 45 (quarenta e cinco) dias após a data em que a Autoridade da Concorrência adopte uma decisão que ponha termo ao mencionado processo, nos termos e para os efeitos do n.º 1, alínea b), e do n.º 3, do artigo 35.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho.*

As obrigações acima referidas deverão prolongar-se por um período de 5 (cinco) anos a contar da data em que ocorra o primeiro dos eventos acima indicados, comprometendo-se a EDP a enviar comunicação à Autoridade da Concorrência a informar que esse evento ocorreu, num prazo não superior a 10 (dez) dias úteis após a sua ocorrência.

*Caso a operação referente ao processo “02/2008 EDP / Pebble Hydro * H. Janeiro de Baixo” não se realize, por qualquer razão, os compromissos acima referidos deixarão automaticamente de ser aplicáveis.*

Autoridade da Concorrência, 25 de Junho de 2008

O Conselho da Autoridade da Concorrência

Manuel Sebastião
(Presidente)

Jaime Andrez
(Vogal)

João Noronha
(Vogal)

ANEXO 1

[CONFIDENCIAL – INFORMAÇÃO RELATIVA À METODOLOGIA E MEIOS A UTILIZAR PARA CUMPRIMENTO DA OBRIGAÇÃO ASSUMIDA PELA EDP]