

**DECISÃO FINAL DE NÃO OPOSIÇÃO
COM SUJEIÇÃO A COMPROMISSOS
Ccent. 06/2007 – Enernova / Eólica de Alagoa**

I – INTRODUÇÃO

1. Em 9 de Janeiro de 2007, a Autoridade da Concorrência recebeu uma notificação relativa a um projecto de concentração, que consiste na aquisição, pela empresa *Enernova – Novas Energias, S.A. (Enernova)*, do controlo exclusivo da empresa *Eólica de Alagoa, S.A. (Eólica de Alagoa)*.
2. A operação em causa é susceptível de configurar uma concentração de empresas na acepção da alínea b) do n.º 1 do artigo 8.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho e na definição de controlo dada pela alínea a) do n.º 3 do mesmo artigo, e foi notificada à Autoridade da Concorrência por se encontrarem preenchidas as condições previstas nas alíneas a) e b) do n.º 1 do artigo 9.º daquele normativo.

II – AS PARTES

2.1 A Adquirente

3. A Enernova é uma empresa cujo objecto se centra na actividade de projecto, construção e exploração de meios de produção de energia eléctrica no sector das energias renováveis alternativas.
4. A Enernova fornece serviços ou participa em realizações congéneres para outras entidades e exerce quaisquer outras actividades de estudo, projecto e execução, em correspondência com as suas capacidades.
5. A Enernova é detida em 100% pelo Grupo EDP (EDP) e dedica-se à exploração de parques eólicos e venda de energia eléctrica produzida com recurso à fonte de energia eólica.



6. Nos termos do artigo 10.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho, o volume de negócios do Grupo EDP foi o seguinte:

Tabela 1: Volume de negócios do Grupo EDP, referente ao ano de 2005, em Portugal, no EEE, e a nível mundial.

<i>Volume de negócios (2005)</i>	
Portugal	[>€150 Milhões]
EEE	[>€150 Milhões]
Mundial	[>€150 Milhões]

Fonte: Notificante.

2.2 A Adquirida

7. A Eólica de Alagoa tem por objecto a realização e desenvolvimento de projectos de aproveitamentos de energia eólica, relacionados, nomeadamente, com a construção e exploração de parques eólicos no Concelho de Arcos de Valdevez. Actualmente, a adquirida explora o Parque Eólico de Alagoa de Cima, instalado naquele Concelho.
8. A estrutura accionista da adquirida encontra-se repartida da seguinte forma:

Tabela 2: Estrutura accionista da Eólica de Alagoa

Enernova	[CONFIDENCIAL]
Hidroeléctrica Galaico-Portuguesa, S.A. (<i>HGP</i>)	[CONFIDENCIAL]
Município de Arcos de Valdevez (<i>Município</i>)	[CONFIDENCIAL]
Emílio Arteaga Feijoo	[CONFIDENCIAL]
TOTAL	100%

Fonte: Notificante.

9. Segundo a notificante, a Eólica de Alagoa não possui uma estrutura de controlo definida, nos termos e para os efeitos da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho. De facto, [Confidencial]

10. Nestes termos, **[Confidencial]**, nenhum dos accionistas tem a capacidade de, individualmente ou sem recurso a alianças de voto, influenciar determinantemente a empresa, pelo que se pode concluir que não existe uma estrutura de controlo definida, para efeitos da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho.
11. Nos termos do artigo 10.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho, o volume de negócios da Eólica de Alagoa foi o seguinte:

Tabela 3: Volume de negócios da Eólica de Alagoa, referente ao ano de 2005, em Portugal.

<i>Volume de negócios (2005) *</i>	
Portugal	[> €150 Milhões]

Fonte: Notificante.

* A produção de energia no Parque Eólico da Alagoa de Cima apenas ocorreu em 2005.

III – NATUREZA DA OPERAÇÃO

12. Conforme se referiu *supra*, a notificante já detém uma participação de **[Confidencial]** no capital social da adquirida, sem que, contudo, se encontre possibilitada de exercer uma influência determinante sobre a actividade desta.
13. Pela presente operação de concentração, a Enernova pretende adquirir, ao Município, a participação de **[Confidencial]** que este detém no capital social da adquirida, incluindo todos os direitos que lhe são atribuídos por força desta participação social, nomeadamente, **[Confidencial]**
14. Assim, a Enernova passará, em virtude da presente operação de concentração, a deter uma participação de **[Confidencial]** no capital social da adquirida **[Confidencial]** o que, nos termos e para os efeitos da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho, a notificante passará a exercer o controlo exclusivo da Eólica de Alagoa.
15. Face ao exposto, a Autoridade da Concorrência considera que a presente operação consubstancia uma concentração de empresas, nos termos do artigo 8.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho, tendo sido notificada à Autoridade da Concorrência por

Nota: Indicam-se entre parêntesis rectos as informações cujo conteúdo exacto haja sido considerado como confidencial 3

preencher os requisitos previstos nas alíneas a) e b) do n.º 1 do artigo 9.º do mesmo diploma.

16. Por outro lado, refira-se que, no âmbito das operações de concentração 16/2005 – *Enernova / Ortiga*Saфра*, de 11 de Novembro de 2005 – doravante **Enernova I** – e *Ccent. 60/2005 – Enernova / Bolorés* Eneraltius* Levante* Cabeço das Pedras* Malbadizes*, de 30 de Novembro de 2005 – doravante **Enernova II** –, a Autoridade da Concorrência considerou que “*análises futuras de eventuais operações de concentração, protagonizadas pela notificante [Enernova], no âmbito do mercado considerado como relevante [mercado nacional da produção de energia eléctrica], não deverão deixar de ter em conta as considerações e a análise realizada no âmbito da presente operação de concentração*”.
17. Assim, e na medida em que a notificante e o mercado relevante são comuns às duas operações passadas, a análise realizada no âmbito da presente operação de concentração – doravante **Enernova III** – não deixará de ter em estreita consideração as conclusões obtidas no âmbito das operações de concentração **Enernova I** e **Enernova II**.

IV – CARACTERIZAÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO

4.1 Enquadramento Legislativo e Caracterização do Sector da Electricidade (até 2006)

18. O enquadramento jurídico do Sector Eléctrico Nacional (SEN) previsto no Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho¹, que estabelecia a separação entre o Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) e o Sistema Eléctrico Não Vinculado (SENV), foi revisto, ainda que a título transitório, pelos Decretos-Lei n.º 184/2003 e n.º 185/2003, ambos de 20 de Agosto.
19. A orgânica do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) definida a partir de 2003, ao propor a criação de mercados organizados e a cessação antecipada dos contratos, que vinculam os produtores à concessionária da RNT, veio assim decretar que a separação entre SEP e SENV possuísse um carácter transitório.

¹ De acordo com a redacção do Decreto-Lei n.º 56/97, de 14 de Março.

20. De acordo com a anterior orgânica, a separação entre a produção do SEP e a produção do SENV era concretizada em modos distintos da comercialização da energia. Os produtores do SEP encontram-se vinculados por Contratos de Aquisição de Energia (CAE) de longo prazo, celebrados com a entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT), nos quais esta última detém o estatuto de comprador único da energia produzida pelos produtores do SEP.
21. Os produtores do SENV comercializam a sua energia através de contratos bilaterais físicos com comercializadores do SENV, com os distribuidores vinculados em Média e Alta Tensão, no âmbito da Parcela Livre², ou com o Agente Comercial do SEP³ ⁴.
22. Posteriormente, o Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, ao estabelecer as bases para a cessação antecipada dos CAE, veio criar as condições para eliminar as diferenças nas formas de comercialização de energia entre SEP e SENV. Este diploma estabelece, ainda, que os acordos de cessação dos CAE apenas produzirão efeitos no momento em que entrar em funcionamento o mercado organizado.
23. A evolução do quadro normativo aponta, desse modo, desde 2003, para a eliminação das distinções que existem entre a produção no SEP e no SENV, matéria que foi tida em conta do ponto de vista da definição dos mercados relevantes. Este entendimento é semelhante àquele que a Autoridade da Concorrência e a Comissão Europeia⁵ adoptaram em decisões anteriores.

² A Parcela Livre corresponde às aquisições grossistas dos distribuidores vinculados, que podem ser obtidas junto dos produtores do SENV ou de importações e que podem atingir um máximo de 8% dos consumos dos respectivos clientes. De acordo com a orgânica instituída pelo Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, os distribuidores terão por função a comercialização de último recurso, realizando as suas aquisições grossistas no contexto do mercado grossista que vier a ser definido com o MIBEL.

³ Função, actualmente, exercida pela concessionária da RNT, no âmbito da gestão global dos CAE.

⁴ Os produtores do SENV, mediante a obtenção do estatuto de agente externo em Espanha, podem igualmente exportar a energia produzida para este país.

⁵ *Vide* Decisão da Comissão Europeia M.3440 – EDP/ENI/GDP, de 9/12/2004, Ccent. 29/2004 – *National Power/Turbogás*, decidida em 7 de Setembro de 2004, e Ccent. 16/2005 – Enernova/Ortiga*Safra *Vide*, Ccent. 16/2005 – Enernova/Ortiga* Safra, decidida em 11 de Novembro de 2005.

24. No novo modelo de organização do SEN, a produção de electricidade assentará na coexistência de dois subsistemas: (i) a produção em regime ordinário (PRO)⁶, e (ii) a produção em regime especial (PRE) que inclui produção de electricidade em co-geração, em mini-hídricas e por outras energias renováveis (nomeadamente, eólicas), bem como a partir de resíduos, e produção em baixa tensão.

4.2 Enquadramento Legislativo e Caracterização do Sector da Electricidade (após 2006)

25. Em 2006, por meio do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro,⁷ e do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto⁸, foram estabelecidos os princípios base da organização do SEN, concretizando a maioria das disposições previstas, a título transitório, nos Decretos-Lei n.º 184/2003 e n.º 185/2003, ambos de 20 de Agosto. Parte destas alterações só ganharão eficácia partir do momento em que forem extintos os CAE e criados os mercados organizados previstos na legislação actualmente em vigor.
26. O novo modelo de organização do SEN, consagrado nos diplomas 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*, bem como dois mercados para comercialização de energia, designadamente (a) o *mercado de contratos bilaterais físicos* e (b) o *mercado organizado*.
27. 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.

⁶ Consequência imediata da extinção dos ‘Contratos de Aquisição de Energia’ (CAE) e da introdução dos CMEC – ‘Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual’ – mecanismo de compensação aos produtores pela cessação antecipada dos CAE.

⁷ Diploma que estabelece os princípios gerais relativos à organização e funcionamento do 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 revoga a Directiva n.º 96/92/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de Dezembro.

⁸ Diploma que concretiza e desenvolve os princípios estabelecidos naquele diploma, em particular no que toca aos procedimentos a observar para a atribuição de licença para a produção em regime ordinário, para a comercialização de electricidade e para a atribuição das concessões da Rede Nacional de Transporte e das concessões da distribuição de electricidade em alta e média tensões e em baixa tensão

28. 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.
29. 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 Distribuição, S.A., encontra-se sujeita a regulação sectorial de tarifas e relações comerciais por parte da ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
30. As modalidades de relacionamento comercial entre os diferentes agentes que compõem o SEN enquadram-se no âmbito dos dois mercados de comercialização de energia eléctrica citados supra no ponto 26, sendo conferida a cada uma das três categorias de agentes a possibilidade de realizarem importações e exportações de energia eléctrica com países terceiros.
31. No que diz respeito à produção 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 introduz 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 RNT e no novo quadro atribuída ao comercializador de último recurso.
32. Presentemente, todos os consumidores portugueses, sem excepção, possuem o estatuto de clientes elegíveis⁹ podendo optar por serem fornecidos por um “*comercializador*” ou pelo “*comercializador de último de recurso*”, ficando, neste último caso, sujeitos a um regime de tarifas de energia eléctrica reguladas.

⁹ 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).

4.3 O MIBEL

33. Os mercados organizados de comercialização de electricidade em Portugal encontram-se, actualmente, dependentes da concretização dos acordos internacionais celebrados entre Portugal e Espanha tendo em vista a criação do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL).
34. Mais concretamente, no Acordo de Santiago de Compostela, de Outubro de 2004, aprovado pela Resolução da Assembleia da República n.º 23/2006, de 19 de Janeiro¹⁰, foram definidos os seguintes mercados organizados do MIBEL (artigo 6.º, n.º 1):
- “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.”*
 - “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”*
 - “Mercado intra-diário, de liquidação necessariamente por entrega física.”*
35. 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.”*
36. O modelo de mercados organizados definidos para o MIBEL, ao propor a existência de mercados diários e intradiários, aproxima-se daquele que actualmente existe em Espanha, gerido pelo OMEL – Operador do Mercado Eléctrico.
37. Elemento central no funcionamento integrado dos dois mercados nacionais de electricidade será o modelo de gestão da capacidade disponível de interligação. De

¹⁰ Publicada em Diário da República de 23 de Março de 2006.

facto, as limitações de capacidade de importação/exportação entre Portugal e Espanha – actualmente traduzidas em congestionamentos frequentes da capacidade de interligação – tornam impeditivo a possibilidade de em todo o momento o desempenho de mercado ter como resultado um preço uniforme aplicável às duas áreas geográficas do MIBEL.

38. O mecanismo de gestão de congestionamentos definido na reunião do Conselho de Reguladores de Março de 2006¹¹, segundo proposta dos gestores de sistemas dos dois países – a REN e a REE -, consistirá num modelo misto no qual se conjugam um mecanismo de Separação de Mercados (*market splitting*) aplicado no horizonte diário, complementado com leilões explícitos de capacidade anteriores ao horizonte diário para a atribuição de direitos físicos de capacidade.
39. No contexto do modelo de separação de mercados aplicado aos mercados diários, os fluxos de importação / exportação entre Portugal e Espanha serão determinados em função das diferenças de preço verificadas nas unidades marginais de oferta entre os dois países.
40. No âmbito do mecanismo proposto, quanto maior a diferença de preços da produção grossista da energia eléctrica dos dois países, 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.
41. 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: uma zona de preço alto, importadora líquida; uma zona de preço baixo, exportadora líquida.
42. Nestes termos, a separação de mercados em diferentes zonas de preços só será determinada caso a capacidade de interligação seja insuficiente para arbitrar totalmente as diferenças preços que possam existir.

¹¹ CNE/ERSE, Proposta de Mecanismo de Gestão conjunta da interligação Portugal Espanha, de 14 de Março de 2006.

V – MERCADO(S) RELEVANTE(S)

5.1 Mercado Do Produto Relevante

5.1.1 Posição da Notificante

43. À semelhança da posição, por si defendida, no âmbito das operações de concentração **Enernova I e Enernova II**, 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 (PRE).
44. Considera não ser esta actividade um mercado, mas antes um segmento regulado de produção de electricidade, no âmbito do Sector Eléctrico Nacional (SEN), na medida em que a procura se encontra garantida e os preços são regulados administrativamente, não se formando, livremente, pela interacção entre a oferta e a procura.
45. Mais argumenta que o sentido da reforma em curso do sector eléctrico em Portugal não afecta os produtores no regime PRE, uma vez que continuarão a beneficiar de garantia de compra e tarifas administrativamente fixadas.
46. Contudo, a entidade notificante admite que, aquando da entrada em funcionamento do mercado organizado, possam existir relações indirectas, em termos de quantidade de energia produzida entre a PRO e a PRE, as quais podem ser tomadas em consideração. Mais reconhece que dessas relações poderão resultar efeitos na formação dos preços no mercado organizado.

5.1.2 Posição da Autoridade da Concorrência

47. À semelhança da posição adoptada pela Comissão Europeia em diversas decisões, a Autoridade da Concorrência tem considerado que o mercado da energia eléctrica se subdivide em quatro actividades¹²:
1. *Produção de electricidade*
 2. *Transporte;*
 3. *Distribuição;*
 4. *Comercialização/fornecimento ao cliente final.*
48. Na acepção da Comissão Europeia, estas actividades constituem mercados de produto distintos, uma vez que cada uma destas exige activos e meios de produção diferentes, bem como estruturas de mercado, implicando condições de concorrência distintas em cada um dos mercados.¹³
49. Em casos anteriores¹⁴, a Autoridade da Concorrência concluiu que a produção de energia eléctrica em PRE e em PRO devem ser considerados como substitutos 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 da produção de energia eléctrica.
50. O enquadramento oferecido à PRE, no contexto da organização do sector eléctrico estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, e pelo Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, veio, contudo, alterar algumas das disposições legais constantes do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, tidas em conta aquando da definição adoptada em casos anteriores.

¹² *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*Safra, decidida em 11 de Novembro de 2005 e Ccent. 60/2005 – Enernova / Bolores* Eneraltius* Levante* Cabeço das Pedras* Malhadizes, de 30 de Novembro de 2005

¹³ *Vide* por ex. 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).

¹⁴ *Vide* Ccent. 29/2004 – *National Power/Turbogás*, decidida em 7 de Setembro de 2004, Ccent. 16/2005 – Enernova/Ortiga*Safra, decidida em 11 de Novembro de 2005 e Ccent. 60/2005 – Enernova / Bolores* Eneraltius* Levante* Cabeço das Pedras* Malhadizes, de 30 de Novembro de 2005

51. As novas disposições legais estabelecidas para a PRE vêm determinar a cessação das funções da concessionária da RNT no que respeita às obrigações assumidas por esta de comprar toda a energia produzida no âmbito da PRE, passando essa obrigação a ser assumida pelo comercializador de último recurso, i.e. pela EDP Distribuição, S.A..
52. Neste novo contexto, a PRE será destinada a cobrir as necessidades do comercializador de último recurso, não existindo a obrigatoriedade, por parte desta entidade, de revender a energia PRE no âmbito dos mercados organizados¹⁵, conforme anteriormente foi estipulado para a concessionária da RNT no âmbito do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto.
53. O contexto definido para a PRE no âmbito do SEN pelo Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, é susceptível de alterar alguns dos fundamentos no âmbito da definição de mercado adoptada em decisões anteriores, considerando que a participação directa da energia com origem em produtores em regime especial no mercado organizado, como anteriormente definido, deixará de existir.
54. Contudo, esta alteração regulamentar não altera a inter-influência existente entre a produção PRO e produção PRE, analisada em decisões anteriores. Com efeito, para um determinado nível de procura, maiores níveis de produção PRE serão traduzidos em menores níveis de produção PRO e vice-versa.
55. Em mercados nos quais o preço de venda de todas as unidades de produção é determinado pela oferta marginal de preço que satisfaz a procura – como actualmente é o OMEL e será o futuro MIBEL -, tal interacção justifica que a PRE será susceptível de influenciar o preço de mercado, considerando que a curva de oferta é positivamente inclinada, significando, dessa forma, que o segmento PRE exerce pressão competitiva sobre o segmento PRO.
56. Do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, existe, contudo, uma alteração do modo como a PRE deverá influenciar os preços nos mercados organizados. Com efeito, se conforme as disposições definidas no Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de

¹⁵ O Decreto Lei 172/2006, de 23 de Agosto, no artigo 55º, n.º 7 permite contudo ao comercializador de último recurso que, caso a energia que adquira por via das obrigações a que está sujeito exceda as suas necessidades de aquisição, possa revende-la no mercado organizado. Esta possibilidade não será contudo efectiva no curto e médio prazo, tendo em conta nomeadamente que a procura do mercado regulado na actualidade supera claramente as obrigações de compra a que se encontra sujeito.

Agosto, 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.

57. De facto, a procura que o comercializador de último recurso deverá dirigir aos mercados organizados deverá ser realizada em função da diferença entre a procura global dos respectivos clientes e as quantidades de produção PRE previstas, que satisfazem parcialmente as suas necessidades de aquisição de energia.
58. Assim, uma maior procura de electricidade por parte do comercializador de último recurso, derivada de uma menor produção do segmento PRE, deverá implicar uma subida dos preços.
59. Nestes termos, e *mutatis mutandis*, considera a Autoridade da Concorrência que se mantém a inter-influência entre os segmentos PRE e PRO, a qual levou esta Autoridade a considerar que ambos os segmentos produtivos são substitutos na satisfação da procura grossista de electricidade.
60. No fundo, tal parte de reconhecer a PRE como uma componente relevante da oferta do mercado de produção de energia eléctrica, pese embora as características técnicas distintas face à PRO: a PRE de origem renovável não controlável¹⁶ e cujo nível de produção depende de variáveis estocásticas, caracterizadas pela volatilidade como os níveis de precipitação e intensidade do vento; as centrais PRO efectivamente controláveis e dependentes, no que toca ao nível de produção, da competitividade das ofertas de preço realizadas no mercado e da dimensão da procura verificada.
61. A inter-influência entre a PRE e PRO deverá fazer-se sentir sobretudo nos mercados organizados de curto prazo – diário e intra-diário –, considerando que as previsões de produção PRE de origem renovável, e conforme analisado nos processos Enernova I e Enernova II, tendem a ser mais precisas com um dia de antecedência ao da produção efectiva.
62. Face ao exposto, a Autoridade da Concorrência considera que as alterações produzidas no quadro legal não são susceptíveis de alterar a relação de substituíbilidade entre os

¹⁶ Em particular no caso da PRE eólica apenas é possível controlar a disponibilidade para produzir ou a regulação de potência no sentido da sua redução.

segmentos produtivos PRE e PRO no que toca à satisfação da procura grossista de electricidade, pelo que as considerações tecidas aquando da definição do mercado relevante, em sede dos processos Enernova I e Enernova II, se mantêm válidas para efeitos da presente operação.

63. Poder-se-ia, contudo, colocar a questão de em virtude de no novo quadro regulamentar a PRE não participar directamente no mercado em se considerar que a PRE constituiria um mercado de produto distinto da PRO.
64. De facto, e como a notificante alega, as condições de remuneração da PRE não dependem dos preços de mercado, nem os produtores em regime especial concorrem entre si uma vez que beneficiam do regime de compra garantida.
65. A participação directa da PRE em mercado, na medida em que faça depender a remuneração do produtor PRE dos preços de mercado, tornaria, de facto, inequívoca a definição do mercado de produto como englobando tanto a produção de origem PRE e de origem PRO. Contudo, face à natureza específica dos mercados eléctricos este não deverá ser o único critério a observar na definição do mercado produto, como alega a notificante, quando refere que a inaplicabilidade do teste SSNIP conduziria necessariamente à conclusão que PRE e PRO são mercados distintos em virtude dos preços da PRE serem fixados por via administrativa.
66. De facto, o preço não é o único factor que influi no desempenho dos mercados grossistas de electricidade. Conforme sublinhado pela Comissão Europeia¹⁷, um agente com posição dominante pode influenciar o processo de formação dos preços através da retirada estratégica de capacidade de produção infra-marginal¹⁸ no mercado e, por essa via conduza a um incremento dos preços fixados por centrais mais caras, mesmo que essas centrais pertençam a outros concorrentes.
67. Tal tipo de estratégia modifica apenas as quantidades ofertadas PRO, não necessitando de promover uma alteração de preço de oferta em mercado. Este tipo de situação é demonstrativa da existência de efeitos de quantidade importantes no desempenho dos mercados eléctricos e é nessa perspectiva que se insere a classificação da PRE como pertencendo a um mesmo mercado de produto que a PRO.

¹⁷ 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*.

¹⁸ Isto é, centrais com custo de produção inferiores àquelas que fixam o preço de equilíbrio.

68. Acresce que mesmo nos mercados onde os produtores PRE participam directamente nos mercados organizados – como acontece actualmente no mercado organizado Espanhol (OMEL) – as ofertas por estes realizadas são feitas ao preço marginal, no caso da PRE eólica um valor de zero, garantido dessa forma que toda a energia PRE colocada no mercado é vendida.
69. No fundo, as quantidades PRE de origem renovável vendidas num regime de compra garantida ou num regime de participação directa em mercado organizado serão, em teoria, equivalentes.
70. Por último, considerando que se encontra preservada a relação de substituíbilidade identificada entre os dois segmentos produtivos, mesmo admitindo PRE e PRO como mercados de produto distintos, nessa definição alternativa PRE e PRO constituiriam inequivocamente mercados de produtos relacionados, mantendo a pertinência das questões jusconcorrencias suscitadas no âmbito dos processos Erenova I e Erenova II.
71. Em suma, considerando que a actividade principal da Erenova foi já objecto de análise no âmbito de outra operação de concentração – **Erenova I e Erenova II**, e que as alterações regulamentares identificadas não são de molde a implicar uma definição diferente da então adoptada, a Autoridade da Concorrência considera que as conclusões de então são válidas para efeitos de definição do mercado relevante, no âmbito da presente operação de concentração.

Mercado de serviços de sistema

72. Em decisões anteriores¹⁹, a Autoridade da Concorrência considerou a possibilidade de a contratação de serviços de sistema poder constituir um mercado de produto distinto, nomeadamente no que se refere às restantes formas de comercialização admitidas no âmbito da legislação nacional e previstas nos acordos relativos ao MIBEL para o mercado de produção de electricidade.
73. Com efeito, as características técnicas específicas que caracterizam este tipo de serviços, quer quanto ao tipo de serviços que são contratualizados, quer quanto ao

¹⁹ Vide Ccent. 32/2006 – REN/*Activos regulados do gás natural*, decidida em 20 de Julho de 2006

tipo de centrais que participam na prestação deste tipo de serviços, são passíveis de tornar difícil a substituição entre transacções de energia nos mercados organizados e no mercado de serviços de sistema, colocando-se, desse modo, a possibilidade deste se tratar de um mercado de produto distinto.

74. Contudo, e na medida em que esta actividade não será afectada²⁰ pela presente operação de concentração, considera a AdC não se afigurar necessário que se tenham comentários adicionais sobre esta temática.

5.1.3 Conclusão da definição de Mercado do Produto Relevante

75. Em face do 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 eléctrica*²¹.

5.2 Mercado Geográfico Relevante

76. Com base na definição de mercado do produto relevante por si apresentada, como correspondendo ao mercado da produção de energia eléctrica em regime especial, a notificante apresenta uma definição de mercado geográfico relevante como correspondendo ao mercado nacional.
77. Contudo, considerando que a AdC adoptou uma definição do mercado do produto relevante, diferente da apresentada pela notificante, como correspondendo ao mercado da produção de energia eléctrica, integrando PRO e PRE, procedeu-se à consequente definição da sua vertente geográfica.

²⁰ Em teoria, quanto maior a capacidade de PRE eólica disponível para produzir, maior os serviços de regulação de potência terão de ser contratados por parte do operador de sistema. Neste sentido, uma indisponibilidade estratégica de parques eólicos – o tipo de comportamento potencial, já analisado nos processos Enernova I e Enernova II – pode criar resultados de sentido de distinto daqueles que produz nos mercados organizados de curto prazo. A presente operação de concentração não criará deste modo uma alteração dos incentivos da notificante no que se refere à sua participação no mercado de serviços de sistema.

²¹ 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.

78. A prática decisória, tanto desta Autoridade, como da Comissão Europeia sobre a dimensão geográfica deste mercado, apontam 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 da capacidade comercial de interligação entre os dois países.
79. A existência de congestionamentos entre Portugal e Espanha resulta da procura comercial de capacidade de interligação, exceder a capacidade comercial de interligação definida pelos operadores de sistema, REN e REE.
80. O incremento previsto para a capacidade de interligação, de acordo com os investimentos em curso nas linhas de interligação²² entre Portugal e Espanha, é susceptível de diminuir a probabilidade futura de ocorrência de congestionamentos. Porém, não é possível concluir, apenas a partir dos valores de incremento previstos, que se venha a anular a probabilidade futura de existência de congestionamentos. De facto, a produção de electricidade em Portugal é significativamente afectada pela irregularidade, quer anual quer sazonal, dos regimes hidrológicos, com consequências evidentes ao nível dos níveis de importação a partir de Espanha.
81. Em 2005, um ano de seca, registaram-se congestionamentos em mais de 30% das horas²³. 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 horas²⁴.
82. A importância do comportamento sazonal dos regimes hidrológicos é também atestada nos níveis de congestionamentos verificados nos meses de Verão e princípio de Outono, nos quais o nível de congestionamentos tende a ser bastante superior à média anual - chegando a superar os 50% das horas de um mês - fruto da menor disponibilidade dos meios hidroeléctricos.
83. A existência de um quadro referencial para o mecanismo de gestão de congestionamentos, a implementar na interligação eléctrica entre Portugal e Espanha

²² A este respeito vide o documento REN / REE – Mercado Ibérico de Electricidade – Boletim de evolução do estado das interligações, Dezembro de 2004.

²³ De acordo com os cálculos efectuados por esta Autoridade a partir de informação constante do sítio na Internet www.omel.es

²⁴ Idem.

no contexto do futuro mercado ibérico, 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.

84. Como referido no ponto 38, a proposta assenta no mecanismo 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 serão determinados em função das diferenças de preço verificadas nas unidades marginais de oferta entre os dois países. Assim, quanto maior a diferença de preços da produção grossista da energia eléctrica dos dois países, maior o volume de trocas de energia eléctrica através da interligação entre os dois sistemas eléctricos sujeita à restrição imposta pela capacidade limitada de interligação.
85. Nestes termos, ocorrerá a separação de mercados em diferentes zonas de preços caso a capacidade de interligação seja insuficiente para arbitrar totalmente as diferenças preços que possam existir.
86. 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.
87. Sendo a electricidade um bem não armazenável e sendo a respectiva procura de curto prazo caracterizada por uma reduzida 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 electro-produtor em Portugal continental.
88. Assim sendo, 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.
89. Nessa medida, quando ocorrem congestionamentos, os mercados Português e Espanhol separam-se, constituindo, necessariamente, dois mercados geográficos distintos.

90. 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.
91. 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.
92. 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.
93. Assim sendo, a análise dos efeitos de uma operação de concentração teria de considerar os efeitos de uma operação de concentração nas diferentes combinações de zonas de preços admissíveis no desempenho do MIBEL, neste caso particular, Portugal continental e Península Ibérica.
94. Esta posição é consistente com a adoptada pela Comissão Europeia²⁵, no contexto de mercados grossistas de electricidade, em que é aplicado o modelo de gestão de congestionamentos de *market splitting*, como, por exemplo, se identifica no Nordpool, onde se refere²⁶, a propósito da definição do mercado de geográfico:

²⁵ Vide da Decisão da Comissão Europeia M.3867 VATENFALL / ELSAM and E2 Assets, de 22/12/2005.

²⁶ *Idem*, pontos 31 e 32 (nossa tradução):

“31. The structure of the electricity market allows for a very precise answer to this question. If the producers in, say, Denmark West were to increase prices above the system price on Nord Pool by submitting higher bids, then customers in Denmark West would automatically and seamlessly - due to the allocation process at Nord Pool - be assigned electricity originating from another region provided that sufficient free interconnector capacity is available. On the other hand, if the interconnectors were to be congested, the customers would not be able to switch and would have no choice but to pay the higher price. In other words: the SSNIP test will give different answers in different hours. It would point to a narrow market in hours where there is congestion and to a wider market in hours in which there is no congestion (...).”

“32. One potential conclusion from this logic could be to define several separate market, one for each configuration of congestion pattern between the countries. Each of these different geographic markets would then represent a certain fraction of the hours of the year. Another potential conclusion could be to define the markets narrowly so that each price area constitutes its own market. Producers in other regions would then be treated as sources of immediate supply side substitution and their potential market share calculated on the basis of the inter-connector capacity.”

“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.”

95. Esta segunda interpretação ganharia relevo em particular no caso da liquidez da zona Portuguesa do MIBEL ser particularmente reduzida, como acontece na actualidade, em que as centrais com CAE estão vinculadas à satisfação do SEP, limitando os comercializadores do mercado não regulado (representando neste caso a procura) à capacidade de importação disponível e à capacidade de produção não vinculada (a existente, na sua totalidade, pertencente à EDP). Num tal contexto, serão limitadas, do ponto de vista da procura veiculada por comercializadores não regulados, em especial aqueles que não tenham centrais de produção em Portugal continental, as possibilidades de substituição das importações por produção nacional.
96. Entendendo que a presente concentração, face aos compromissos assumidos pela notificante, não gera impedimentos a uma concorrência efectiva, seja qual for a definição geográfica que se adopte, considera a AdC pode ficar em aberta a possibilidade de analisar outros contextos geográficos, sem que tal signifique, que o mercado nacional, perca pertinência como o contexto geográfico relevante para efeitos de análise jusconcorrencial.



97. Neste contexto, a Autoridade da Concorrência considera que o mercado geográfico relevante, para efeitos da presente operação de concentração, corresponde ao mercado nacional.

5.3 Conclusão do Mercado Relevante

98. Face ao exposto, a Autoridade da Concorrência considera que o mercado relevante, para efeitos da presente operação de concentração, corresponde ao *mercado nacional da produção de energia eléctrica*.

VI – AVALIAÇÃO JUSCONCORRENCIAL

6.1 Nota Preliminar

99. Como nota preliminar e tal como referido nos pontos 43 e 71 *supra*, a análise jus-concorrencial à presente operação de concentração – **Enernova III** – não deixará de ter em estreita conta as considerações feitas no âmbito da operação de concentração **Enernova I e Enernova II**.
100. Por outro lado, considerando que a estrutura do mercado e a correspondente avaliação jus-concorrencial foi já objecto de análise no âmbito de uma outra operação de concentração já referida – a Operação de Concentração **Enernova I e Enernova II** –, e uma vez que o mercado não sofreu quaisquer alterações significativas que implicassem conclusões diferentes das que então foram adoptadas, a Autoridade da Concorrência considera que as mesmas considerações de então são válidas para efeitos de estrutura de mercado e avaliação jus-concorrencial, no âmbito da presente operação de concentração.

6.2 Estrutura da Oferta

101. No mercado considerado como relevante, a estrutura a oferta, em 2005, foi a seguinte:

Tabela 4: *Estrutura da oferta no mercado relevante (2005).*

	Capacidade Instalada (MW)	%	Produção (GWh)	%
EDP (Total)	[CONFIDENCIAL]	[60-70]	[CONFIDENCIAL]	[50-60]
PRE	[CONFIDENCIAL]	[<5]	[CONFIDENCIAL]	[<5]
PRO	[CONFIDENCIAL]	[60-70]	[CONFIDENCIAL]	[40-50]
Tejo Energia (PRO)	[CONFIDENCIAL]	[<5]	[CONFIDENCIAL]	[5-15]
Turbogás (PRO)	[CONFIDENCIAL]	[5-15]	[CONFIDENCIAL]	[10-20]
Outras (PRO)	[CONFIDENCIAL]	[<5]	[CONFIDENCIAL]	[<1]
Outras (PRE)	[CONFIDENCIAL]	[10-20]	[CONFIDENCIAL]	[10-20]
Eólica de Alagoa	[CONFIDENCIAL]	[<1]	[CONFIDENCIAL]	[<1]
Importação (*), (**)	[CONFIDENCIAL]	[5-15]	[CONFIDENCIAL]	[10-20]
Total (***)	14.014	100%	48.527	100%
IHH		[>2000]		[>2000]

Fonte: REN e EDP.

(*) Na coluna de capacidade instalada o valor corresponde à média aritmética da capacidade de interligação para fins comerciais, conforme os valores anuais reportados pela REN na síntese mensal de Dezembro de 2005.

(**) O valor reportado na coluna de produção refere-se ao valor do Saldo Importador referente a 2005, apresentado REN na síntese mensal de Dezembro de 2005.

(***) Na coluna de produção o valor inclui bombagem.

102. Conforme se pode verificar da Tabela 4, o mercado relevante caracteriza-se por um elevado grau de concentração, ao qual corresponde um índice de concentração actual, medido pelo Índice de Herfindahl Hirschman (*IHH*)²⁷, de cerca de [**>2000**] (capacidade instalada) e [**>2000**] (produção anual).
103. Por outro lado, e segundo a notificante, a energia eléctrica produzida em PRE, em 2005, e incluindo a EDP, representava apenas cerca de [**5-15**] % da produção total de electricidade, acrescentando que, nos próximos 10 anos, a taxa de crescimento anual da capacidade instalada prevista para a PRE, é de [**10-20**] %.

²⁷ *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 *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. A Comissão considera serem não susceptíveis de levantar preocupações, em termos de concorrência de tipo horizontal, um operação cujo nível de concentração pós-operação seja inferior a 2000 com um *Delta* inferior a 150 pontos.

104. Por referência à situação identificada no final de 2005, a presente operação de concentração produz um ligeiro acréscimo do grau de concentração no mercado, medido pelo valor de *Delta*²⁸, de [**<150**] em termos de capacidade instalada (MW), e de [**<150**] em termos de produção de electricidade (GWh) – vide Tabela 5 *infra*.

Tabela 5: Índices de concentração pré- e pós-operação e valor de Delta, dados de 2005.

	Capacidade Instalada (MW)	Produção (GWh)
<i>IHH pré-operação</i>	[>2000]	[>2000]
<i>IHH pós-operação</i>	[>2000]	[>2000]
<i>Delta</i>	[<150]	[<150]

Fonte: Notificante.

105. No entanto e conforme a Tabela 4 *supra*, a quota de mercado do Grupo EDP, no qual a notificante se insere, apresenta-se como significativamente superior às dos seus mais directos concorrentes, o que confirma a conclusão de que este grupo detém uma posição dominante no mercado nacional da produção de energia eléctrica.^{29, 30}
106. Acresce que, sem prejuízo do significativo aumento previsto da produção futura de energia eléctrica com recurso à PRE, tal como referido no ponto 103, esta não se apresenta como susceptível de alterar, em termos médios e de forma preponderante, o peso relativo face à produção em PRO.
107. Como tal, e sem prejuízo de particularidades de ordem regulamentar que acompanham a organização e o funcionamento do mercado da produção de energia eléctrica, a presença do Grupo EDP nos dois sistemas – PRE e PRO – permite que actue de forma independente dos seus concorrentes.

²⁸ Entende-se por *Delta* a variação de nível de concentração antes e após a operação.

²⁹ *Vide*, por exemplo, as decisões referentes aos processos Ccent.4/2005 – Sacyr – Finerge, de 14 de Fevereiro de 2005; Caso COM/M.3440 – EDP/ENI/GDP, de 9 de Dezembro de 2004 e a operação de concentração **Erenova I e Erenova II**.

³⁰ Conforme salientado em vários Acórdãos do Tribunal de Justiça das Comunidades (*vide*, por exemplo Caso 85/76 – *Hoffmann-La Roche vs Comissão das Comunidades Europeias*, de 13.02.1979) uma empresa detém “*posição dominante*” quando se encontra numa posição de adoptar comportamentos, independentemente dos seus concorrentes, clientes, fornecedores e, em último caso, do consumidor final.

108. Face ao exposto, para o ano de 2005, o Grupo EDP – no qual a notificante se insere – detém uma posição dominante no mercado nacional da produção de energia eléctrica.

6.3 Avaliação Jus-concorrencial

109. Conforme concluído na secção anterior, e à semelhança do que a Autoridade da Concorrência havia concluído na operação de concentração **Enernova I e Enernova II**, o Grupo EDP, no qual a notificante se insere, detém uma posição dominante no mercado da produção de energia eléctrica.
110. De facto, e sem prejuízo do diminuto acréscimo de quota e do correspondente valor de *Delta*, em resultado da presente operação de concentração, outros factores não podem deixar de ser tomados em consideração.
111. Consequentemente, e na sequência da análise realizada no âmbito da operação **Enernova I e Enernova II**:
- a. A PRE eólica poderá vir a ter um impacto significativo nas condições da oferta no mercado considerado como relevante, em particular nos períodos de maior intensidade de vento, apesar de, em termos médios, não vir a alterar de forma preponderante o peso que a PRO detém no mesmo, em particular, no que se refere à fixação dos preços nos mercados organizados. 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 Blanco³¹, “*as maiores crises de preços tendem a aparecer em períodos de pouco vento*”³².
 - b. Num contexto que se definirá após a extinção dos CAE’s e a consequente entrada em funcionamento do mercado organizado, a quota detida pela

³¹ Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generacion eléctrica en España, Perez Arriaga, Junho de 2005

³² 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*”

EDP na capacidade instalada no mercado da produção de energia eléctrica, e as características do seu parque electroprodutor conferem-lhe uma posição dominante susceptível de, num número significativo de horas – aquelas em que se registam congestionamentos –, fixar os preços nos mercados organizados de energia eléctrica.

- c. Sendo as diferenças de preços o principal factor para a identificação dos níveis de transito de energia eléctrica nas interligações, tendo em conta o controlo que o incumbente nacional deterá das capacidades PRO em Portugal, este possui igualmente a capacidade de influenciar o processo de formação de congestionamentos, bastando para tal oferecer as suas centrais no mercado a preços significativamente superiores aos custos variáveis de produção ou limitar estrategicamente as quantidades que oferece ao mercado. O poder de mercado da EDP, ou seja, a capacidade de se comportar de forma independente da sua concorrência e dos consumidores, estender-se-á presumivelmente para além dos períodos em que existem congestionamentos. A percentagem de horas do ano em que existe posição dominante por parte do grupo EDP poderá assim ser superior àquela em que estritamente sejam identificados congestionamentos.
- d. O modo como são calculadas as compensações CMEC, por um lado, não afasta a possibilidade de ocorrerem comportamentos estratégicos e, por outro, abre a possibilidade de ocorrerem circunstâncias em que a EDP, relativamente a centros electroprodutores com direito a compensações CMEC, deixe de estar indiferente aos preços do mercado organizado.
- e. Os pressupostos utilizados no estudo facultado pela notificante³³ para avaliar a racionalidade económica de um comportamento estratégico na PRE eólica são contestáveis, nomeadamente, (i) quanto ao preço de venda da energia eólica considerado; (ii) quanto à hipótese utilizada relativa ao grau de liquidez do mercado organizado; e (iii) quanto à capacidade produtiva dos centros electroprodutores da EDP sem direito a compensações CMEC; pelo que,

³³ “The Competitive Effects of Acquisitions of Wind Power by EDP in Portugal” – CRA International, July 2005.

- f. A Autoridade da Concorrência considera que existem dúvidas no que concerne a inexistência de incentivos ou à sua reduzida dimensão para pressionar em subida os preços do mercado organizado.

112. Por outro lado e tal como concluído na operação **Enernova I e Enernova II**:

- a. A influência da PRE de origem eólica no mercado organizado deverá ser definida em função das previsões de curto-prazo desta forma de produção e variável segundo o horizonte temporal que se considere;
- b. Os métodos de previsão da PRE de origem eólica incorporam a informação de exploração, enviada pelos produtores, nomeadamente a que se refere à disponibilidade para produzir dos geradores eólicos. Tudo o resto constante, uma menor taxa de disponibilidade dos geradores eólicos instalados, comunicada pelo produtor, corresponde a uma menor previsão da produção eólica;
- c. A comunicação, por parte do produtor PRE, da disponibilidade dos geradores eólicos para produzir pode, em si, permitir a existência de um comportamento estratégico no sentido de promover uma redução da previsão da PRE eólica, com o intuito de induzir uma subida de preços no mercado organizado;
- d. Os níveis típicos de indisponibilidade dos geradores eólicos, embora reduzidos, serão, ainda assim, potencialmente suficientes para considerar que uma manipulação estratégica da disponibilidade dos geradores, em períodos específicos, possa eventualmente ser dissimulada com outras justificações de cariz técnico.
- e. No âmbito da PRE eólica, existem regimes distintos no que concerne à informação de exploração dos equipamentos de produção eólicos, que deverá ser comunicada, embora, a evolução esperada, seja no sentido que crescentemente a maior parte dos produtores eólicos sejam obrigados a prestar informação de exploração à entidade que realiza as previsões;

113. Contudo e tal como concluído na operação Erenova I e Erenova II, uma manipulação estratégica da disponibilidade dos aerogeradores, susceptível de produzir alterações sensíveis nos resultados dos mercados organizados, teria que abranger um número muito significativo de aerogeradores.
114. Tal significa que, embora não seja de excluir que comportamentos estratégicos possam existir na PRE eólica, a Autoridade da Concorrência considera que, existindo informação que permita monitorizar a disponibilidade dos aerogeradores, comportamentos estratégicos em torno da declaração de disponibilidade serão facilmente detectáveis.
115. Por outro lado, pela presente operação de concentração, a aquisição da Eólica da Alagoa não se apresenta como susceptível de produzir um impacto significativo no mercado relevante.
116. O elevado crescimento protagonizado pelos vários operadores na instalação de meios eólicos de produção de energia eléctrica – prevendo-se que as intenções de investimento existentes quintupliquem a capacidade registada em 2004 –, representará uma considerável pressão concorrencial sobre a notificante e sobre o Grupo em que se insere, embora circunstanciada aos períodos de maior intensidade do recurso eólico.
117. Os efeitos derivados da presente operação de concentração, do ponto vista de concorrência actual são deste modo negligenciáveis, na medida em que são susceptíveis de serem mitigados em resultado de uma pressão concorrencial exercida pelos diversos operadores sobre a empresa de maior dimensão.
118. Contudo, e em resultado do reforço de uma posição já dominante do Grupo EDP, a presente análise e correspondentes considerações deverão ser tidas em conta aquando de análises futuras em eventuais operações de concentração protagonizadas pela notificante no âmbito do mercado considerado como relevante.
119. Em face do exposto, a Autoridade da Concorrência conclui que, embora não sejam de excluir:
 - i. A existência de incentivos estratégicos por parte da EDP à promoção de subidas de preços e

- ii. A existência da possibilidade de um dado produtor interferir com as previsões de produção de origem eólica e dessa forma com os resultados dos mercados organizados,

verifica-se que:

- a. A probabilidade de um comportamento estratégico na PRE não ser detectado será reduzida, conquanto exista informação que permita monitorar esse comportamento;
- b. Analisado do ponto de vista de concorrência potencial, a presente operação de concentração produz efeitos negligenciáveis.

VII – COMPROMISSOS E OBRIGAÇÕES

120. Em face das conclusões descritas *supra* e no sentido de salvaguardar as preocupações jus-concorrenciais apresentadas, a Autoridade da Concorrência considera aconselhável a imposição de determinados compromissos e correspondentes obrigações.
121. A notificante apresentou à Autoridade da Concorrência uma proposta submetendo um conjunto de compromissos, tendo em vista uma possível decisão de não oposição à operação, nos termos do disposto no n.º 1, alínea b) e do n.º 3 do artigo 35.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho.
122. O conjunto de compromissos e obrigações apresentados pela notificante são os que ora se expõem:

“A entidade notificante compromete-se a não utilizar estrategicamente activos de geração eólica, designadamente, através da indução de imobilizações, excluindo paragens por motivo de manutenção ou outros tecnicamente justificáveis, com vista a obter hipotéticos benefícios através da distorção das práticas competitivas no mercado.”

A entidade notificante compromete-se a garantir que se mantenha maximizada a disponibilidade para produzir dos activos de geração eólica, pelo que se compromete a cumprir o seguinte conjunto de princípios:

- i) A realizar mobilizações para manutenção preventiva dos parques eólicos apenas com o propósito de manter os parques em óptimas condições de exploração e segurança;*
- ii) A programar a manutenção de um parque eólico com base nos manuais de manutenção dos equipamentos, entregues pelos fornecedores/fabricantes, respeitando ainda as boas regras da prática industrial;*
- iii) A realizar manutenções preferencialmente em condições climáticas favoráveis (períodos sem vento ou com vento suave), com o objectivo de permitir a sua realização em condições de segurança adequadas e minimizar as perdas de produção de energia dos parques.*

Com vista a permitir a monitorização pela Autoridade dos compromissos acima mencionados, no limite temporal que a Autoridade considera adequado, a Enernova disponibilizará a seguinte informação até 31 de Dezembro de 2010:

- a. Relatório anual com informação referente à produção (i.e. medida em horas equivalentes anuais) e indicadores de disponibilidade e indisponibilidade fortuita dos diferentes parques eólicos da entidade notificante;*
- b. Relatório semestral com informação referente à justificação de indisponibilidade e condições de vento, em Parques da notificante, quando esta ocorra por um período igual ou superior a sessenta minutos consecutivos, exceptuando situações de falta de recurso eólico, sempre que tal corresponda a mais de 30% da capacidade instalada ou a mais de 50 MW, consoante aquela que for menor.”*

7.1 Análise dos Compromissos e Obrigações

Nota Prévia

123. O conjunto de compromissos apresentados é, em tudo, idêntico ao apresentado no âmbito das operações de concentração **Enernova I** e **Enernova II** e ao qual a

Autoridade da Concorrência considerou que era suficiente para assegurar a manutenção da concorrência efectiva no mercado relevante.

124. À semelhança de então, e tal como nas secções anteriores, a Autoridade da Concorrência considera que as mesmas conclusões e observações feitas no âmbito dos processos **Energia I** e **Energia II**, incluindo aquelas relacionadas com medidas destinadas a acautelar e salvaguardar as condições de concorrência no mercado relevante, são aplicáveis ao presente caso.

Análise dos Compromissos e Obrigações

125. Da análise aos compromissos apresentados pela notificante, resulta que esta se compromete a não adoptar comportamentos estratégicos que se traduzam em restrições de oferta na produção a partir dos parques eólicos por esta explorados.
126. Mais concretamente, a notificante assume o compromisso de não proceder a imobilizações dos seus activos de geração eólica que tenham por objectivo obter benefícios hipotéticos através da distorção das práticas competitivas no mercado.
127. Este compromisso vem salvaguardar as preocupações manifestadas pela Autoridade da Concorrência quanto a manipulações estratégicas da disponibilidade para produzir dos geradores eólicos.
128. O conjunto de princípios assumidos pela notificante, que visam manter maximizada a disponibilidade para produzir dos activos de produção eólica, sujeitas às circunstâncias técnicas que regem a exploração dos parques eólicos, estão claramente vinculados ao compromisso de não adoptar comportamentos estratégicos utilizando os activos de geração eólica.
129. Em concreto, os princípios apresentados de que as paragens para efeitos de manutenção deverão ser realizadas apenas com fins preventivos, respeitando as boas práticas industriais e em períodos sem vento ou com vento suave, são susceptíveis de salvaguardar preocupações quanto à utilização, para fins estratégicos, da manutenção dos parques eólicos explorados pela notificante.

130. Adicionalmente, a notificante compromete-se a enviar periodicamente um conjunto de informação que permite monitorizar o cumprimento dos compromissos comportamentais apresentados.
131. Em particular, regista-se que a eficácia da monitorização é incrementada pelo facto de sempre que a indisponibilidade dos parques eólicos da notificante seja superior a pelo menos 50 MW esta procederá a uma justificação dessa indisponibilidade bem como indicará as condições de vento em que esta ocorreu.
132. Como resulta do compromisso apresentado relativamente à informação a enviar periodicamente à Autoridade da Concorrência, para níveis de indisponibilidade/imobilização inferiores a 50 MW, a notificante não estará obrigada a apresentar qualquer justificação.
133. Em face da análise jus-concorrencial, concluiu-se que imobilizações inferiores a 50 MW produzirão resultados marginais no mercado organizado e, por isso, não serão susceptíveis de ser enquadradas como possíveis comportamentos estratégicos.
134. Considera-se, deste modo, como suficiente o nível de, pelo menos, 50 MW de indisponibilidade/imobilização, a partir do qual se considera a necessidade de uma informação justificativa da sua ocorrência à Autoridade da Concorrência.
135. O conjunto de compromissos assumidos pela notificante prolonga-se até 31 de Dezembro de 2010, período em que se estima que ocorrerá um crescimento assinalável da produção de electricidade de origem eólica.
136. As medidas expostas terão por fim monitorar/evitar alterações induzidas na produção de origem eólica com o propósito de influenciar os preços no mercado organizado.
137. Nestes termos, a Autoridade da Concorrência considera que a imposição das medidas apresentadas é susceptível de afastar, nos termos do n.º 3 do artigo 35.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho, as preocupações jus-concorrenciais manifestadas, assegurando a manutenção de uma concorrência efectiva no mercado.

VIII – PARECER DA AUTORIDADE REGULADORA SECTORIAL

138. Em 15 de Janeiro de 2007, a Autoridade da Concorrência solicitou, ao abrigo do artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 10/2003, de 18 de Janeiro, e do artigo 39.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho, um pedido de Parecer à Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (ERSE).
139. Segundo esta entidade reguladora, a produção de energia eléctrica neste regime tem uma protecção administrativa através da concessão de diversos incentivos. Um dos incentivos mais relevantes passa pelo direito do produtor vender à “rede pública” toda a energia eléctrica produzida de acordo com um regime de tarifas e preços administrativamente fixados.
140. Mais refere que, a ERSE, não tem qualquer intervenção no processo de autorização dos centros electroprodutores nem quanto ao regime de tarifas de venda de energia eléctrica nele produzida, estando legalmente sujeita à aceitação dos custos no sistema eléctrico com a aquisição de energia eléctrica provenientes destes centros electroprodutores.
141. Assim, no actual regime de incentivos à produção de energia eléctrica a partir de energias renováveis, não são aplicados mecanismos de mercado e não existe concorrência entre produtores, sendo os preços fixados administrativamente pela Direcção Geral de Geologia e Energia.

IX – AUDIÊNCIA DE INTERESSADOS

142. Na sequência do Aviso publicado em cumprimento do artigo 33.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho, não foi recebida qualquer observação de terceiros.

143. Em 16 de Fevereiro de 2007, a Autoridade da Concorrência, nos termos do n.º 1 do artigo 38.º da Lei n.º 18/2003, de 11 de Junho, comunicou à notificante o teor do Projecto de Decisão de Não Oposição com sujeição a Compromissos.
144. Em 23 de Fevereiro de 2007, a notificante comunicou que não pretendia apresentar Observações adicionais ao referido Projecto de Decisão.
145. Não obstante, nas suas Observações, a notificante reiterou a posição por si assumida em operações de concentração anteriores, nomeadamente, no que concerne à definição do mercado do produto relevante, que considera corresponder à produção de energia eléctrica em regime especial (PRE)
146. Sem prejuízo do disposto no ponto anterior, a notificante compromete-se a aplicar na íntegra e a respeitar os Compromissos e Obrigações, por si apresentados e, em consequência, explanados pela Autoridade da Concorrência no seu Projecto de Decisão.

X – CONCLUSÃO

147. Neste termos, e face ao exposto, o Conselho da Autoridade da Concorrência decide adoptar uma decisão de não oposição à presente operação de concentração, sujeita à correspondente imposição de obrigações e compromissos, nos termos 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:
 1. A entidade notificante compromete-se a não utilizar estrategicamente activos de geração eólica, designadamente, através da indução de imobilizações, excluindo paragens por motivo de manutenção ou outros tecnicamente justificáveis, com vista a obter hipotéticos benefícios através da distorção das práticas competitivas no mercado.
 2. A entidade notificante compromete-se a garantir que se mantenha maximizada a disponibilidade para produzir dos activos de geração eólica, pelo que se compromete a cumprir o seguinte conjunto de princípios:

- i) A realizar imobilizações para manutenção preventiva dos parques eólicos apenas com o propósito de manter os parques em óptimas condições de exploração e segurança;
 - ii) A programar a manutenção de um parque eólico com base nos manuais de manutenção dos equipamentos, entregues pelos fornecedores/fabricantes, respeitando ainda as boas regras da prática industrial;
 - iii) A realizar manutenções preferencialmente em condições climáticas favoráveis (períodos sem vento ou com vento suave), com o objectivo de permitir a sua realização em condições de segurança adequadas e minimizar as perdas de produção de energia dos parques.
3. Com vista a permitir a monitorização pela Autoridade dos compromissos acima mencionados, no limite temporal que a Autoridade considera adequado, a Erenova disponibilizará a seguinte informação:
 - a. Relatório anual com informação referente à produção (i.e. medida em horas equivalentes anuais) e indicadores de disponibilidade e indisponibilidade fortuita dos diferentes parques eólicos da entidade notificante;
 - b. Relatório semestral com informação referente à justificação de indisponibilidade e condições de vento, em Parques da notificante, quando esta ocorra por um período igual ou superior a sessenta minutos consecutivos, exceptuando situações de falta de recurso eólico, sempre que tal corresponda a mais de 30% da capacidade instalada ou a mais de 50 MW, consoante aquela que for menor.
4. As presentes obrigações, que produzem efeitos desde 1 de Janeiro de 2006 em relação aos activos de geração eólica controlados pela Erenova até ao momento presente, serão aplicáveis também aos activos de geração eólica explorados pela sociedade Eólica de Alagoa a partir do momento da realização da transacção, devendo prolongar-se até ao final do ano de 2010.



5. Para efeitos de monitorização do cumprimento das obrigações supra mencionadas, o prazo do envio dos dados a submeter pela entidade notificante à Autoridade da Concorrência, não deverá exceder três meses relativos ao ano ou ao mês seguinte àquele a que se reporta.

Autoridade da Concorrência, de Fevereiro de 2007

O Conselho da Autoridade da Concorrência

Prof. Dr. Abel Mateus
(Presidente)

Eng. Eduardo Lopes Rodrigues
(Vogal)

Dr.^a Teresa Moreira
(Vogal)