

Ccent. 9/2015
EDP Renewables/Ativos ENEOP

Decisão de Não Oposição com Condições e Obrigações
da Autoridade da Concorrência

[alínea b) do n.º 1 e n.º 2 do artigo 50.º da Lei n.º 19/2012, de 8 de maio]

14/08/2015

**DECISÃO DE NÃO OPOSIÇÃO COM CONDIÇÕES E OBRIGAÇÕES
DA AUTORIDADE DA CONCORRÊNCIA**

Processo Ccent. 9/2015 – EDP Renewables/Ativos ENEOP

1 OPERAÇÃO NOTIFICADA

1. Em 20 de fevereiro de 2015, com produção de efeitos a 4 de março de 2015, foi notificada à Autoridade da Concorrência (doravante “AdC” ou “Autoridade”), nos termos dos artigos 37.º e 44.º da Lei n.º 19/2012, de 8 de maio (doravante “Lei da Concorrência”), uma operação de concentração que consiste na aquisição pela EDP Renewables, do controlo exclusivo sobre determinados ativos da ENEOP – Eólicas de Portugal, S.A. (adiante, “ativos ENEOP”).
2. Os ativos ENEOP a adquirir, que congregam uma capacidade global de produção de energia elétrica de 613,2 MW, são os seguintes: Eólica do Alto da Lagoa, S.A.; Eólica da Coutada, S.A.; Eólica das Serras das Beiras, S.A.; Eólica do Espigão, S.A.; Eólica do Cachopo, S.A.; Eólica do Alto do Mourisco, S.A.; Eólica do Castelo, S.A.; Eólica da Lajeira, S.A.; Eólica do Velão, S.A.; Eólica da Terra do Mato, S.A.; Eólica dos Altos de Salgueiros-Guilhado, S.A.; Eólica do Alto da Teixosa, S.A.
3. A operação notificada configura uma concentração de empresas na aceção da alínea b) do n.º 1 do artigo 36.º da Lei da Concorrência, conjugada com a alínea b) do n.º 3 do mesmo artigo, e está sujeita à obrigatoriedade de notificação prévia, por preencher as condições enunciadas nas alíneas a) e c) do n.º 1 do artigo 37.º do mesmo diploma.

2 AS PARTES

2.1 Empresa Adquirente

4. A EDP Renewables é uma sociedade gestora de participações sociais que faz parte do Grupo EDP e que é integralmente detida pela EDP Renewables Europe, S.L., que, por sua vez, é integralmente detida pela EDP Renováveis, S.A. (doravante, “EDPR”), com sede em Espanha, que se dedica à gestão de participações sociais noutras sociedades. Por sua vez, a EDPR é detida, direta ou indiretamente, em 77,53% pela EDP – Energias de Portugal, S.A.
5. O Grupo EDP está presente em vários mercados do sector da energia (eletricidade, incluindo serviços de consultadoria na área da eficiência energética, e gás natural), dedicando-se à produção, compra, venda, importação e exportação de energia, bem como à sua distribuição e comercialização, não só em Portugal, mas ainda em Espanha (através da Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. e da Naturgas Energia, S.A.), no Brasil (através da EDP Energias do Brasil, S.A.) e em vários outros países através da EDPR. A estas atividades acrescem participações financeiras em outras sociedades fora do sector da energia.
6. O volume de negócios realizado pelo Grupo EDP, em Portugal, no Espaço Económico Europeu (“EEE”) e a nível mundial em 2011, 2012 e 2013, calculado nos termos do artigo 39.º da Lei da Concorrência, foi o seguinte:

Tabela 1 – Volume de negócios do Grupo EDP, para os anos de 2011, 2012 e 2013

<i>Milhões Euros</i>	2011	2012	2013
Portugal	[>100]	[>100]	[>100]
EEE	[>100]	[>100]	[>100]
Mundial	[>100]	[>100]	[>100]

Fonte: Notificante

2.2 Empresa Adquirida

7. A EDP Renewables passará a deter, através de uma nova sociedade a criar (“Nova SPV”), o controlo exclusivo das seguintes sociedades exploradoras de parques eólicos pertencentes à ENEOP – Eólicas de Portugal, S.A. (“ENEOP”), as quais totalizam 613,2 MW, como segue:
- 1) Eólica do Alto da Lagoa, S.A., que foi constituída com o objetivo de construir e explorar Parque Eólico do Bairro. Tem 22 MW;
 - 2) Eólica da Coutada S.A., que foi constituída com o objetivo de construir e explorar o parque eólico do Alto da Coutada. Tem 165,6 MW;
 - 3) Eólica da Serra das Beiras, S.A., que foi constituída com o objetivo de construir e explorar o parque eólico das Beiras. Tem 100,8 MW;
 - 4) Eólica do Espigão, S.A., que foi constituída com o objetivo de construir e explorar o parque eólico de Vila Nova II. Tem 28,6 MW.
 - 5) Eólica do Cachopo, S.A., que foi constituída com o objetivo de construir e explorar o parque eólico do Malhanito. Tem 66,7 MW.
 - 6) Eólica do Alto do Mourisco, S.A., que foi constituída com o objetivo de construir e explorar o parque eólico de Serra do Barroso III. Tem 22,9 MW.
 - 7) Eólica do Castelo, S.A., que foi constituída com o objetivo de construir e explorar o parque eólico da Serra do Leiranco. Tem 32,2 MW.
 - 8) Eólica da Lajeira, S.A., que foi constituída com o objetivo de construir e explorar o parque eólico da Beira Interior. Tem 57,5 MW.
 - 9) Eólica do Velão, S.A., que foi constituída com o objetivo de construir e explorar o parque eólico de Vila Cova. Tem 34,5 MW.
 - 10) Eólica da Terra do Mato, S.A., que foi constituída com o objetivo de construir e explorar os parques eólicos Milagres, Vale de Galegos, Maravilha 1 e Maravilha 2. Tem 43,8 MW.
 - 11) Eólica dos Altos de Salgueiros-Guilhado, S.A., que foi constituída com o objetivo de construir e explorar o parque eólico de Salgueiros-Guilhado. Tem 12,6 MW.
 - 12) Eólica do Alto da Teixosa, S.A., que foi constituída com o objetivo de construir e explorar os parques eólicos de Bustelo e Cinfães. Tem 26 MW.
8. Os volumes de negócios realizado pelos Ativos ENEOP, em Portugal, no EEE e a nível mundial em 2011, 2012 e 2013, calculados nos termos do artigo 39.º da Lei da Concorrência, foram os seguintes:

Tabela 2 – Volume de negócios dos Ativos ENEOP, para os anos de 2011, 2012 e 2013

<i>Milhões Euros</i>	2011	2012	2013
Portugal	[>5]	[>5]	[>5]
EEE	[>5]	[>5]	[>5]
Mundial	[>5]	[>5]	[>5]

Fonte: Notificante

3 NATUREZA DA OPERAÇÃO

9. A operação de concentração em causa consiste na aquisição do controlo exclusivo pela EDP Renewables de ativos pertencentes à ENEOP, que serão colocados sob controlo da Nova SPV.
10. A ENEOP é um agrupamento constituído inicialmente por cinco empresas do sector das energias renováveis que se apresentaram em agrupamento ao Concurso Público para Energia Eólica de 2005-2006. Este concurso foi lançado em 2005 pela Direção-Geral de Energia e Geologia (“DGEG”) e visou a instalação em Portugal do primeiro pólo industrial para produção de aerogeradores e para o desenvolvimento de novos projetos de parques eólicos, a partir da produção de unidades industriais.
11. A ENEOP venceu a primeira e maior fase deste concurso, conseguindo os direitos para a instalação de 1.200 MW, os quais foram ampliados para 1.332,4 MW, na sequência de autorização da DGEG.
12. A estrutura acionista da ENEOP inclui a Generg, com uma participação de **[CONFIDENCIAL – Participação Social]%**, a EDP Renewables SGPS, S.A. com uma participação de **[CONFIDENCIAL – Participação Social]%**, a FINERGE – Gestão de Projectos Energéticos, S.A. com uma participação de **[CONFIDENCIAL – Participação Social]%** detidos diretamente e de **[CONFIDENCIAL – Participação Social]%** detidos através da TP – Sociedade Térmica Portuguesa, S.A. (sociedade detida a 100% pela FINERGE), e a ENERCON GmbH com uma participação de **[CONFIDENCIAL – Participação Social]%**. De acordo com a Notificante, a ENEOP é controlada conjuntamente pelas suas acionistas¹.

Figura 1 – Estrutura acionista da ENEOP

[CONFIDENCIAL]
Fonte: Notificante

¹ As participações descritas decorreram de um aumento de capital decidido na Assembleia Geral de 26 de fevereiro de 2010 – Ata Treze. As participações antes deste aumento de capital eram as seguintes: Enernova (EDP) – **[CONFIDENCIAL – Participação Social]%**, Generg – **[CONFIDENCIAL – Participação Social]%**, Finerge+TP **[CONFIDENCIAL – Participação Social]%**, Enercon – **[CONFIDENCIAL – Participação Social]%**.

13. A ENEOP detém duas sociedades participadas, a ENEOP 2 – Exploração de Parques Eólicos, S.A. (“ENEOP 2”) e a ENEOP 3 – Desenvolvimento do Projeto Industrial, S.A. (adiante “ENEOP 3”).
14. A aquisição de controlo exclusivo sobre estes ativos, que constitui o objeto da operação de concentração analisada, é resultado da dissolução da ENEOP prevista no Acordo Relativo à Separação de Ativos da ENEOP, celebrado no dia 20 de fevereiro de 2015 pelo atuais acionistas. Nos termos do Acordo, as Partes separam e dividem entre si os ativos da ENEOP, devendo os ativos da ENEOP 2 ser atribuídos aos Promotores Eólicos (EDP Renewables SGPS, S.A., Generg, TP – Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.)², e os Ativos da ENEOP 3 à Enercon, tal como se descreve no organigrama seguinte:

Figura 2 - Divisão dos ativos acordada – Organização Final

[CONFIDENCIAL]

Fonte: Notificante

15. Nestes termos, a EDP Renewables passará a deter, através da Nova SPV, o controlo exclusivo das referidas sociedades exploradoras de parques eólicos (os Ativos ENEOP), com a capacidade de produção total de energia elétrica de 613,2 MW.
16. Atendendo a que, tanto o Grupo EDP como os ativos ENEOP produzem energia elétrica, a presente operação de concentração tem natureza horizontal.

4 MERCADOS RELEVANTES

4.1 Mercado do Produto Relevante

17. Na prática decisória da AdC³ e da Comissão Europeia (“Comissão”)⁴, a delimitação dos mercados relevantes no setor elétrico distingue as seguintes atividades e considera-as mercados de produto relevante autónomos, ainda que verticalmente relacionados:
 - (i) Produção;
 - (ii) Serviços de sistema;
 - (iii) Transporte;
 - (iv) Distribuição;
 - (v) Comercialização.

² As projetadas aquisições de ativos pela Generg e pela Finerge/TP foram notificadas à AdC – processos 11 e 13/2015 respetivamente – e objeto de decisões de não oposição em 11 de maio de 2015 e 23 de abril 2015, respetivamente.

³ Cf. Decisões da AdC relativas aos processos Ccent n.º 02/2008 – EDP/Pebble Hydro*H. Janeiro de Baixo, de 25 de junho de 2008 e Ccent. n.º 6/2008 - EDP/Activos EDIA (Pedrógão*Alqueva), ambas de 25 de junho de 2008 e Ccent. n.º 23/2010 - EDP/Greenvougá, de 13 de dezembro de 2010.

⁴ Cf., por exemplo, decisões da Comissão nos processos COMP. IV/M.1346 – EDF/London Electricity, de 27 de janeiro de 1999; COMP. IV/M.1606 – EDF/South Western Electricity, de 19 de julho de 1999 e COMP/M.2801 – RWE/INNOGY, de 17 de maio de 2002.

Nota: indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato haja sido considerado como confidencial 5

18. A produção de energia elétrica pode ser realizada em regime ordinário ou em regime especial⁵. Os produtores ligam-se às redes de transporte ou de distribuição, no caso da produção de menor dimensão. Os produtores em regime ordinário prestam serviços de sistema requeridos pelo operador da rede de transporte para equilibrar a produção total face à procura de energia elétrica⁶. Por sua vez, os clientes finais recebem a energia dos respetivos comercializadores, a qual é adquirida, por grosso, aos produtores, em mercado grossista organizado, à vista e a prazo, ou por contratação bilateral.
19. As atividades requerem ativos distintos e as estruturas de oferta são heterogéneas, uma vez que se trata de monopólios regulados nas redes de transporte e distribuição e atividades liberalizadas no que respeita à produção, aos serviços de sistema e à comercialização.
20. Como tal, a prática decisória tanto da AdC como da Comissão tem vindo a autonomizar essas 5 atividades em mercados distintos, sem prejuízo da aplicação de delimitações mais finas em algumas atividades (v.g. separação em banda secundária e regulação terciária a subir e a baixar nos serviços de sistema⁷ e, em função da dimensão dos clientes, no caso da comercialização⁸).
21. O grupo EDP está presente na atividade de produção e em mercados relacionados a jusante da produção, nomeadamente os serviços de sistema, a distribuição e a comercialização de energia elétrica. As redes de distribuição e de transporte dão acesso aos produtores eólicos. A maior parte dos parques da ENEOP ligam-se à rede da EDP Distribuição.
22. Neste seguimento, comece-se por referir que a produção de energia elétrica é realizada por centrais em regime ordinário e por centrais em regime especial. A energia elétrica pode também ser importada.

⁵ No regime especial, a venda da produção pode beneficiar de um modelo diferente do regime ordinário, prevendo-se um regime de compra garantida pelo Comercializador de Último Recurso (CUR), com condições de venda determinadas em tarifários definidos pelo Estado em legislação específica. Findos os contratos de compra garantida, os produtores em regime especial passam a vender a energia em condições de mercado. Vide artigo 33-G.º, do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, alterado pelos Decretos-Leis n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro, n.º 199/2007, de 18 de maio, n.º 264/2007, de 24 de julho, n.º 23/2009, de 20 de janeiro, e n.º 104/2010, de 29 de setembro, e Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

⁶ Para garantir o equilíbrio do sistema, essencial à manutenção da qualidade de serviço e ao fornecimento ininterrupto de energia elétrica, o operador de sistema adquire aos produtores os serviços que visam manter o balanço entre produção e consumo e assim reagir a variações imprevistas da produção (ex. da produção eólica) ou do consumo de clientes finais.

⁷ Cf. Decisões da AdC relativas aos processos Ccent. n.º 6/2008 - EDP/Activos EDIA (Pedrógão*Alqueva), de 25 de junho de 2008, e Ccent. n.º 23/2010, EDP/GREENVOUGA, de 13 de dezembro de 2010.

⁸ Cf. Decisão da Comissão relativa ao processo COMP/M.3440 – EDP/ENI/GDP, de 9 de dezembro de 2004.

23. A produção é comercializada por grosso em mercados organizados, à vista e a prazo, em plataformas comuns a Portugal e Espanha, respetivamente o OMIE⁹ e o OMIP¹⁰ (bolsa de derivados do MIBEL¹¹), e em contratação bilateral.
24. No âmbito dos regimes de produção em presença (ordinário e especial) identificam-se várias formas contratuais para a venda por grosso da energia elétrica, a saber:
- Os Contratos de Aquisição de Energia (“CAE”), celebrados anteriormente à entrada em vigor da Diretiva 96/92/CE¹², têm a REN Trading como comprador exclusivo, e aplicam-se nos casos de duas centrais em regime ordinário, nomeadamente das empresas Tejo Energia e Turbogás. A REN Trading revende a energia comprada no âmbito dos CAEs em mercados grossistas, em mercado à vista e em mercado a prazo, sendo a diferença entre o preço de compra nos CAE e o preço de revenda em mercado grossista (em geral, negativa) suportada pelos consumidores, nas tarifas de acesso às redes, na rubrica dos Custos de Interesse Económico Geral.
 - Os CAEs da EDP foram antecipadamente extintos por contrapartida de atribuição de compensações financeiras, denominadas por Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (“CMEC”)¹³. Os CMEC visam reestabelecer as condições remuneratórias dos CAE num contexto de mercado. Nos primeiros 10 anos de aplicação dos CMEC, a compensação é variável e depende dos preços de mercado observados e das condições de hidraulicidade. Após os primeiros 10 anos, *i.e.* a partir do 2.º semestre de 2017, as compensações CMEC passam a ser fixas, *i.e.* independentes das condições de preço de mercado e hidraulicidade observáveis a partir dessa data. Os CMEC são suportados pelos consumidores, nas tarifas de acesso às redes, na rubrica dos Custos de Interesse Económico Geral.
 - A produção em regime especial que se encontre ao abrigo dos contratos com o comercializador de último recurso – a EDP Serviço Universal (EDP SU) – beneficia de compra garantida com tarifa administrativamente fixada no regime específico correspondente a cada produtor, que é diferente consoante a tecnologia renovável e fonte primária de energia (fuel, gás, GPL, biomassa, etc.) de cogeração. Uma vez cessados os contratos de compra garantida com o comercializador de último recurso (também designado CUR), os produtores em regime especial passam a transacionar a energia em regime de mercado, podendo, para o efeito, recorrer aos serviços do facilitador de mercado¹⁴. A produção em regime especial adquirida pela EDP SU é revendida pela mesma

⁹ O OMIE, operador do Mercado Ibérico, sediado em Espanha, gere o mercado diário à vista (ou spot) organizado do MIBEL.

¹⁰ O OMIP é a bolsa de derivados do MIBEL, sediada em Portugal, que assegura a gestão do mercado conjuntamente com a OMIClear, sociedade constituída e detida totalmente pelo OMIP, a qual assegura as funções de Câmara de Compensação e Contraparte Central das operações realizadas no mercado.

¹¹ Os derivados do MIBEL correspondem a produtos estandardizados de entrega física ou financeira a prazo.

¹² Cf. Diretiva 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 19 de dezembro de 1996, que estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade.

¹³ Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, alterado pelos Decretos-Lei n.º 199/2007, de 18 de maio, n.º 264/2007, de 24 de julho e n.º 32/2013, de 26 de fevereiro.

¹⁴ Vide artigo 33-G.º, do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, alterado pelos Decretos-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro, n.º 199/2007, de 18 de maio, n.º 264/2007, de 24 de julho, n.º 23/2009, de 20 de janeiro, e n.º 104/2010, de 29 de setembro, e Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

em mercado organizado à vista, colocada a preço zero do lado da oferta, e em mercado a prazo, em leilões organizados pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE)¹⁵. A diferença entre o preço de compra por grosso da PRE e o preço de revenda (em geral, negativa) em mercado organizado é suportada pelos consumidores, nas tarifas de acesso às redes, na rubrica dos Custos de Interesse Económico Geral.

- A Produção em regime ordinário, que não beneficia de CAEs ou CMEC, opera em regime de mercado, sendo as condições de preço de venda as que forem livremente estabelecidas em mercado grossista ou em contratação bilateral. A produção em regime ordinário pode, em todo o caso, beneficiar de incentivos estabelecidos por via da legislação setorial, nomeadamente os pagamentos de garantia de potência¹⁶.

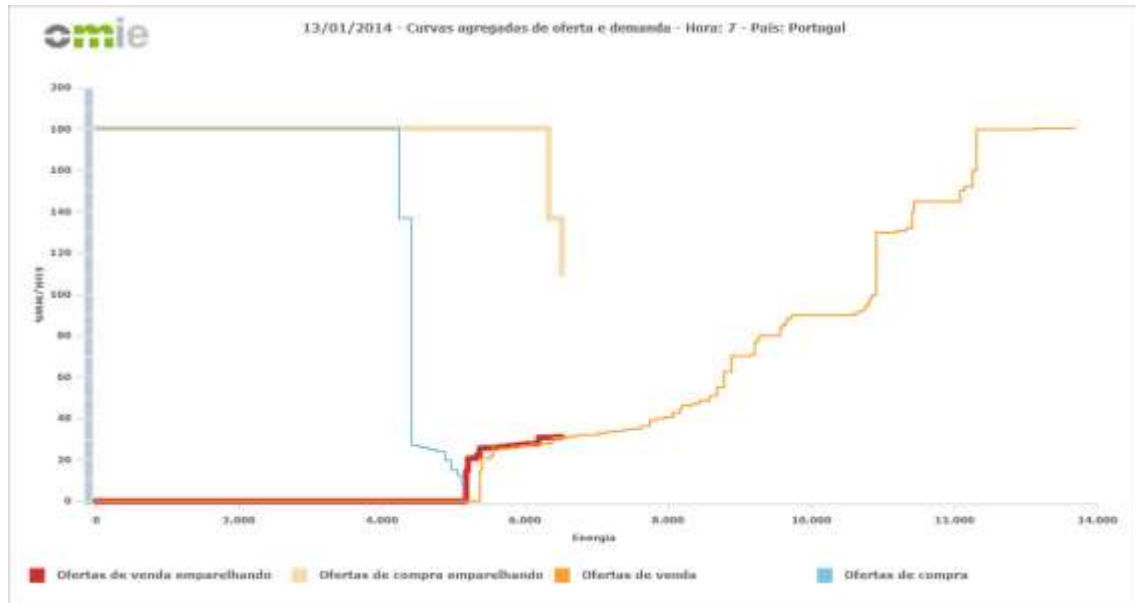
25. Na figura seguinte exemplifica-se a curva de oferta nacional no mercado à vista ibérico¹⁷. Na curva de oferta ilustrada, parte importante da energia ofertada foi colocada em mercado à vista a preço zero. O segmento de oferta a preço zero é constituído parcialmente pela PRE colocada em mercado pela EDP SU.

¹⁵ Desde Dezembro de 2011 a ERSE organiza leilões de colocação da PRE em mercado a prazo. A Diretiva da ERSE n.º 5/2011 estabelece a realização de leilões de produtos a prazo (futuros) com entrega em Portugal, para cobrir as necessidades de fornecimento e o risco de preço dos agentes que atuam no sistema elétrico português.

¹⁶ Vide artigo 17.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, alterado pelos Decretos-Leis n.º 104/2010, de 29 de setembro, n.º 78/2011, de 20 de junho, n.º 75/2012, de 26 de março, e n.º 112/2012, de 23 de maio, e n.º 215-A/2012, de 8 de outubro.

¹⁷ A figura representa as curvas de oferta e procura na zona Portuguesa do MIBEL na hora 7 do dia 13/01/2014. A curva da oferta resulta da agregação das ofertas individuais de todos produtores nacionais, ordenada por preço crescente, e inclui também as ofertas da REN Trading, para os CAE em vigor, e a revenda de PRE, pela EDP SU.

Figura 3 – Curvas agregada de oferta e procura em Portugal, na hora 7 do dia 13/01/2014



Fonte: OMIE

26. Em virtude de todas as formas de produção de energia (e importações) serem constituintes da oferta de energia para efeitos da formação de preço em mercado organizado, e considerando que todas produzem o mesmo produto homogéneo, a AdC tem considerado a produção de energia como um único mercado de produto, integrando todos os regimes de produção (CAE, CMEC, PRE e a restante produção em regime ordinário)¹⁸.
27. No caso da PRE, sendo esta colocada a preço zero no mercado à vista, o seu impacto na formação do preço do produto eletricidade estabelece-se essencialmente a partir do efeito quantidade, nomeadamente pelo efeito de deslocação da curva da oferta.

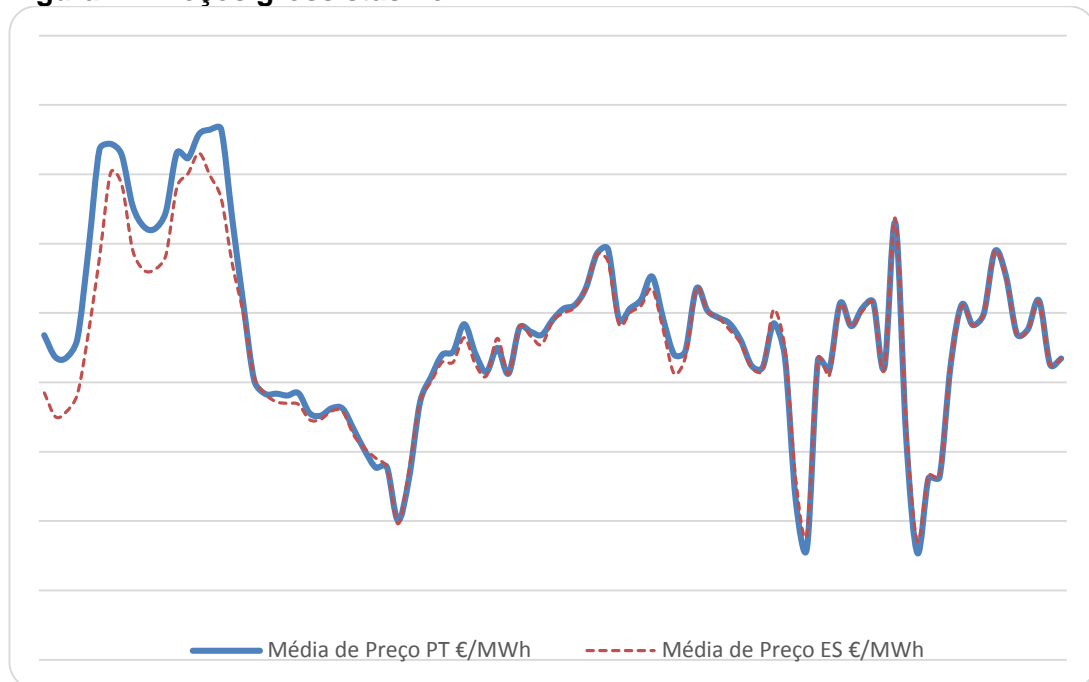
4.2 Mercado Geográfico Relevante

28. Em Portugal, o processo de liberalização da atividade de produção de energia elétrica, em regime de concorrência, cinge-se ao território nacional continental. As regiões autónomas dos Açores e Madeira, em virtude de se tratarem de territórios insulares, não se encontram abrangidas pelo processo de abertura do mercado. Como tal, as mesmas regiões não são afetadas pela presente operação de concentração, cingindo-se a presente análise ao território nacional continental.
29. Para análise da dimensão geográfica do mercado da produção de energia elétrica, importa atender (i) aos mecanismos através dos quais se formam os preços grossistas, ao (ii) modo como se organizam as trocas de energia entre Portugal e Espanha e (iii) ao grau de abertura e integração do mercado nacional no contexto do denominado mercado ibérico da energia elétrica (MIBEL).

¹⁸ Decisões da AdC relativas aos processos Ccent. 29/2004 Turbogás/National Power International, de 7 de setembro de 2004, Ccent. 16/2005 – Erenova / Ortiga / Safra, de 11 de novembro de 2005 Ccent n.º 02/2008 – EDP/Pebble Hydro*H. Janeiro de Baixo, de 25 de junho de 2008 e Ccent. n.º 6/2008 - EDP/Activos EDIA (Pedrógão*Alqueva), ambas de 25 de junho de 2008 e Ccent. n.º 23/2010, EDP/Greenvoga, de 13 de dezembro de 2010.

30. O mercado organizado à vista, comum a Portugal e Espanha, adota um modelo de gestão de congestionamento na utilização da capacidade de interligação denominado por *market splitting*. 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.
31. De acordo com o mecanismo em aplicação, 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.
32. 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. Quando ocorre um congestionamento no sentido importador, a unidade marginal de energia que satisfaz a procura doméstica será disputada, em concorrência, por produção localizada em Portugal Continental.
33. 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 de Portugal Continental pode ser fisicamente obtida, em condições idênticas, por via de importações ou por produção nacional.
34. O congestionamento no sentido exportador significa a situação de excesso de oferta em Portugal Continental, em que a procura nacional é totalmente satisfeita por produção nacional e o excedente exportado esgota a capacidade de exportação. Nessa situação, a procura total resulta da soma da procura nacional mais a capacidade de exportação – vide figura 3 acima – e o preço que se forma em Portugal Continental é inferior ao preço em Espanha, em resultado das condições mais favoráveis da oferta em Portugal.
35. 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.
36. No contexto do regime de separação de mercados em apreciação será então admissível que as condições da oferta e da procura, no que toca à definição geográfica do mercado da produção de eletricidade, se possam alterar em função da existência, ou não, de congestionamentos na interligação transfronteiriça.
37. Analisam-se nos próximos pontos a evolução do regime de separação de mercados, bem como os fatores determinantes para a mesma separação, relacionados com a evolução da procura e oferta em Portugal Continental.
38. A figura seguinte ilustra a evolução dos preços em Portugal Continental e Espanha desde a criação do MIBEL, em Julho de 2007. Cumpre notar a aproximação dos preços registados entre os dois países a partir de 2009, a qual é inversa à evolução da frequência do mecanismo de separação de mercados.

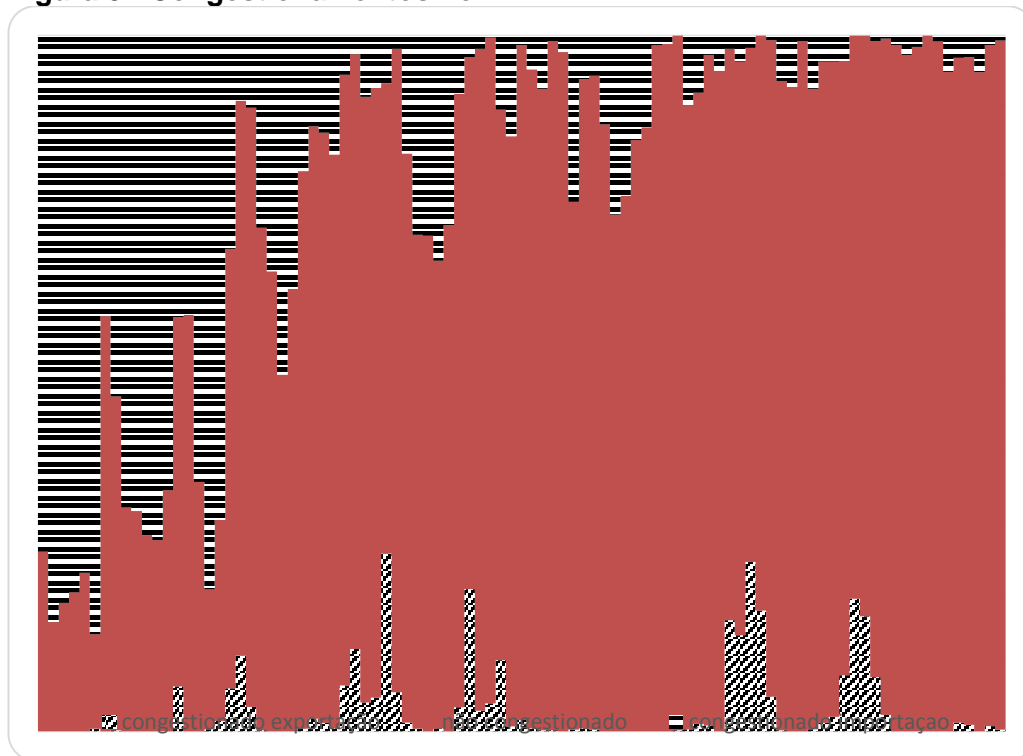
Figura 4 - Preços grossistas no MIBEL



Fonte: REN, tratamento AdC

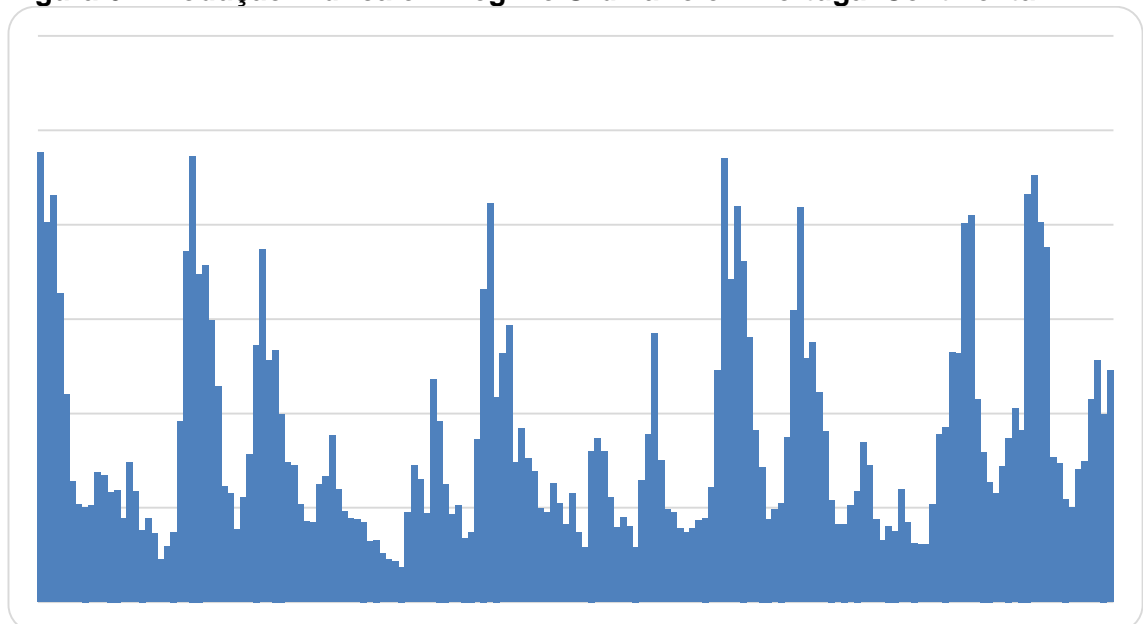
39. A separação de mercados, caracterizada na figura seguinte, adquire um caráter decrescente com o tempo. Contudo, nota-se nos períodos com maior produção hidroelétrica, caso dos invernos de 2012/13 e 2013/14, um crescimento do fenómeno da separação de mercados no sentido exportador, com a capacidade de exportação a ser utilizada no máximo com alguma frequência.

Figura 5 - Congestionamentos no MIBEL



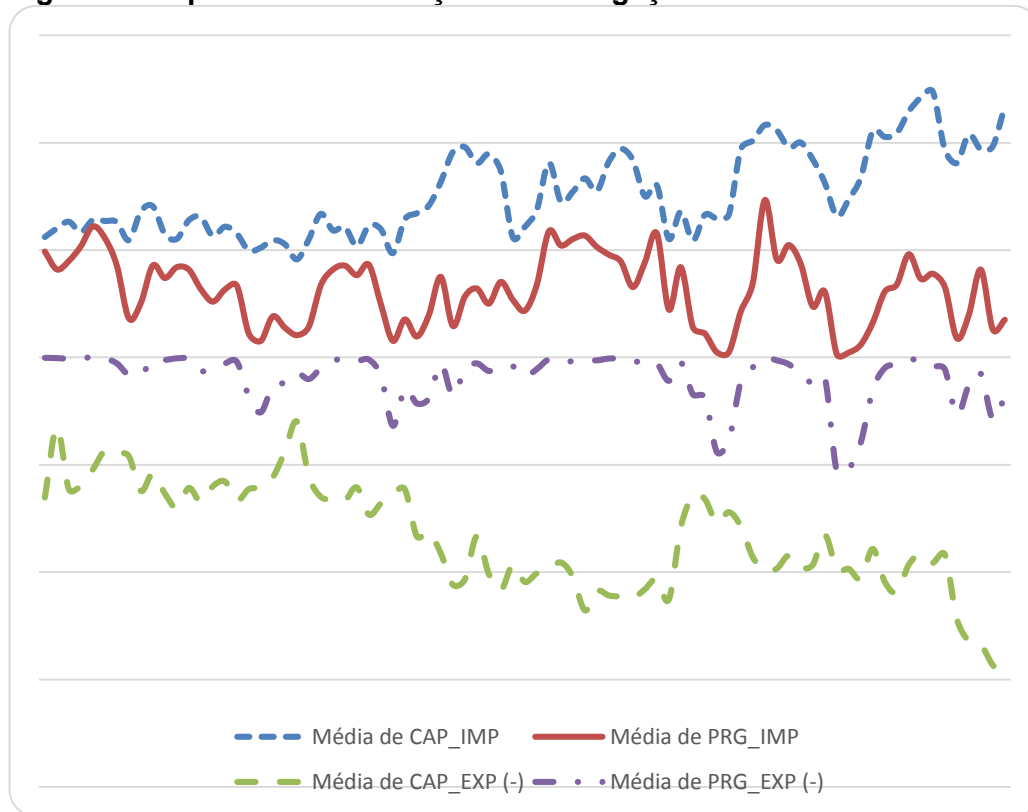
Fonte: REN, tratamento AdC

Figura 6 - Produção Hídrica em Regime Ordinário em Portugal Continental



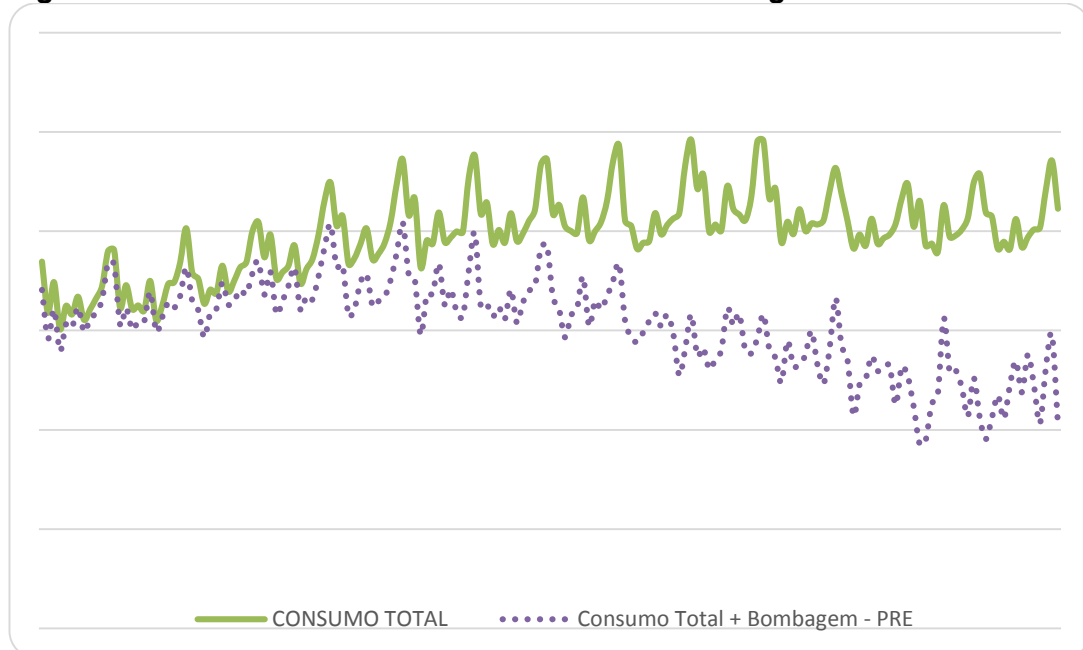
Fonte: REN, tratamento AdC

40. A redução tendencial da separação de mercados é também explicada pelo aumento médio da capacidade de interligação em ambos os sentidos (*vide* figura seguinte) – importador e exportador – com maior destaque durante o ano de 2014.

Figura 7 - Capacidade e utilização da interligação


Fonte: REN, tratamento AdC

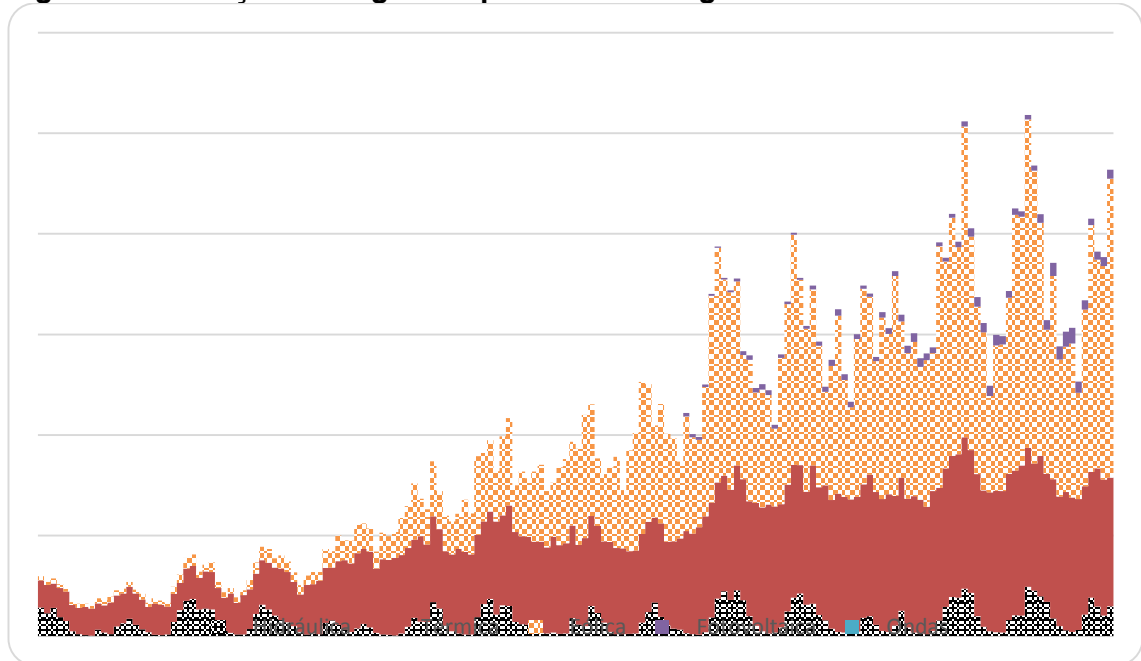
41. Para além do crescimento da capacidade de importação, importa notar que, a partir de 2009, conjugam-se dois efeitos com potencial impacto na redução dos congestionamentos, analisados nas próximas duas figuras.

Figura 8 - Consumo total e consumo total mais bombagem* deduzido da PRE


Fonte: REN, tratamento AdC

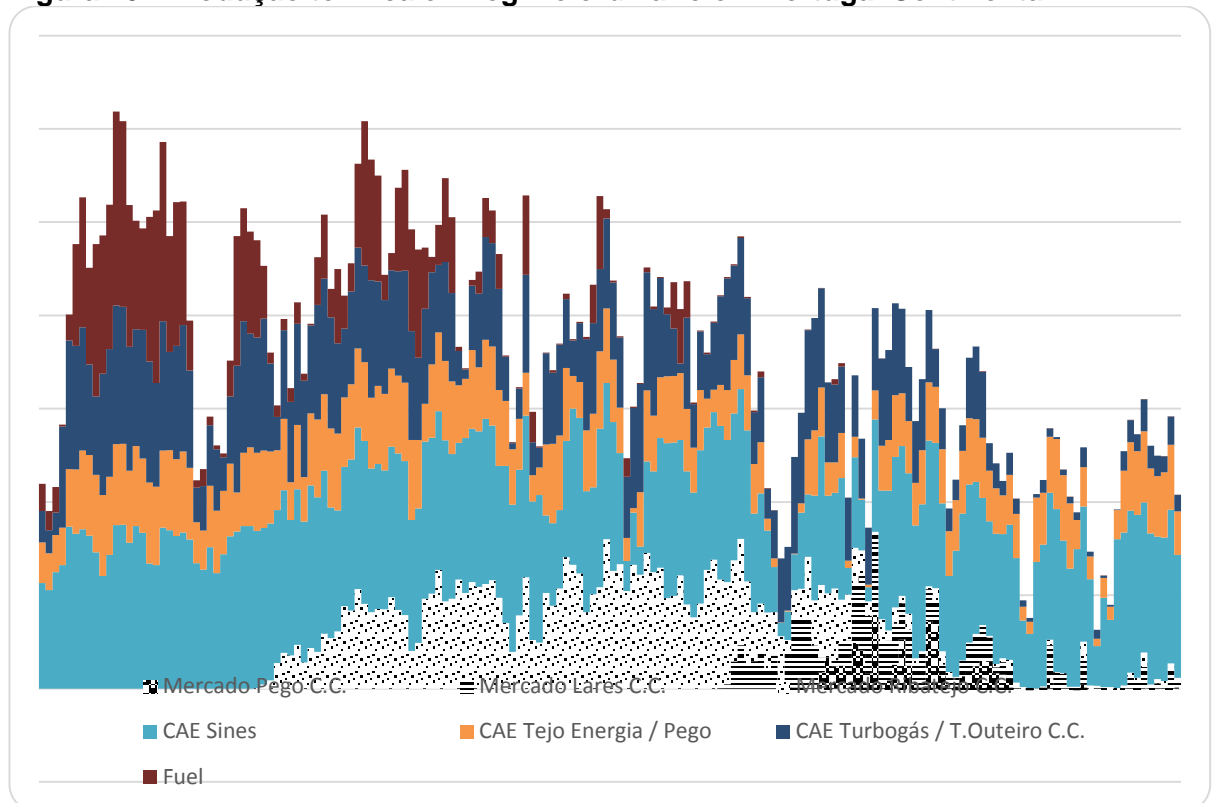
*a energia para consumo em bombagem é adquirida em mercado grossista, como tal faz parte do mercado relevante.

42. Por um lado, regista-se uma quebra da procura total, como se assinala na figura anterior. Por outro lado, esta quebra é acompanhada por uma subida da oferta da produção em regime especial, tanto de origem térmica (cogerações) como de origem eólica, que é colocada a preço zero em mercado, e que faz expandir a oferta em mercado – *vide* a figura 3 já mencionada.

Figura 9 - Produção em regime especial em Portugal Continental


Fonte: REN, tratamento AdC

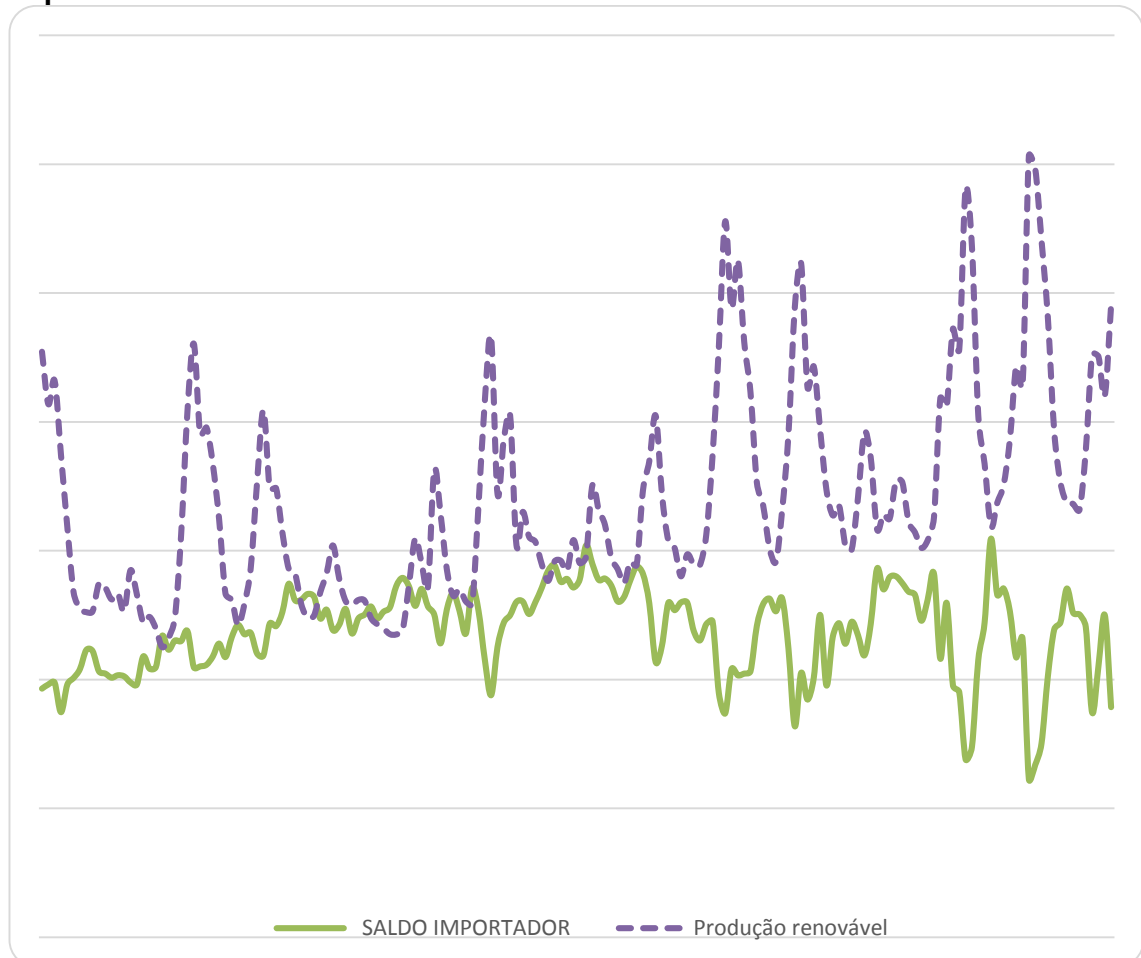
43. Em resultado da evolução conjugada da redução da procura e da expansão da produção em regime especial, a procura residual dirigida a centrais térmicas reduz-se substancialmente. Esta situação verifica-se com particular incidência sobre as centrais a gás natural, a maioria das quais foi construída já no quadro da liberalização do sector, *i.e.* sem contratos de aquisição de energia. Como é visível na figura seguinte, a produção de energia elétrica proveniente de centrais em mercado a gás natural (Ribatejo, Lares e Pego C.C.), decaiu significativamente em 2013 e 2014.

Figura 10 - Produção térmica em regime ordinário em Portugal Continental


Fonte: REN, tratamento AdC

44. A existência de capacidade térmica ociosa, a par do crescimento do regime especial e da capacidade de importação caracterizam assim uma situação de excesso de oferta no mercado de produção em Portugal.
45. O sistema elétrico nacional observa uma elevada percentagem de energia de origem renovável, hídrica e eólica, e as trocas de energia elétrica com Espanha dependem significativamente do desempenho do regime hidrológico e da eolicidade, o qual se caracteriza por uma certa volatilidade.
46. Com efeito, nos períodos de pico de produção de origem renovável o sistema torna-se exportador, enquanto nos períodos de baixa produção hídrica e eólica o recurso às importações é mais significativo.

Figura 11 - Produção renovável (hídrica - PRE+PRO -, eólica e solar) e saldo importador



Fonte: REN, tratamento AdC

47. Para além da evolução dos congestionamentos na utilização da interligação com Espanha importa ainda ter em conta a evolução expectável do parque electroprodutor nacional, em particular no que se refere à vida útil das centrais a carvão de Sines e do Pego. De facto, vários relatórios oficiais de órgãos da administração portuguesa, ligados à energia^{19,20} e ao ambiente²¹, preveem a desativação mais ou menos rápida destas centrais e não se prevê a construção de novas centrais a carvão para repor as desativadas. A desativação das centrais a carvão em Portugal de forma não sincronizada com Espanha poderá ter consequências importantes sobre o nível de integração do MIBEL. Com efeito, mantendo-se em operação as centrais a carvão em Espanha e mantendo as mesmas custos de produção significativamente mais baixos do

¹⁹ Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás Natural 2013-2030

Portugal, Abril 2013, Direção Geral de Energia e Geologia, disponível em www.dgeg.pt.

²⁰ Relatório sobre Avaliação dos Riscos que afetam o aprovisionamento de Gás Natural em Portugal, Período 2015-2018, fevereiro de 2015, Direção Geral de Energia e Geologia, disponível em www.dgeg.pt.

²¹ Programa Nacional para as Alterações Climáticas 2020/2030, Agência Portuguesa do Ambiente, disponível em apambiente.pt.

Nota: indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato haja sido considerado como confidencial 17

que as centrais a gás natural, sendo desativadas as centrais a carvão em Portugal, com probabilidade elevada a produção a carvão nacional seria substituída por importações, podendo tal conduzir ao regresso do fenómeno da separação de mercados no sentido importador.

4.3 Conclusão

48. Em face do exposto, a aproximação de preços e a redução de congestionamentos constituem sinais de uma crescente integração de mercados. No entanto, essa integração tende a ser potencialmente insuficiente nos períodos de maior intensidade da produção de origem renovável, em que se formam congestionamentos na interligação (no sentido exportador), tal como se observou nos períodos dos invernos de 2012/2013 e 2013/2014.
49. A ERSE, no parecer respeitante à presente operação de concentração que se descreve *infra*, afirma que existe uma correlação negativa entre a produção eólica e a capacidade de importação. Ou seja, mais produção eólica nacional tem um efeito indireto na interligação, reduzindo a capacidade de importação, facto que é suscetível de afetar negativamente a integração de mercados.
50. Acresce que a integração que se observa desde 2009 é, em certa medida, explicada pela quebra da procura nacional em resultado do contexto macroeconómico dos últimos anos.
51. Os elementos de facto apresentados apontam para que o grau de integração atingido, apesar de elevado, não permite afastar, com segurança, a futura inaplicabilidade da separação de mercados no contexto do MIBEL, em duas zonas nacionais.
52. Acresce a futura incerteza em relação ao horizonte temporal da desativação das centrais a carvão em Portugal, que não sendo seguido em Espanha, pode levar a um crescimento significativo das importações e a um potencial regresso do fenómeno da separação de mercados no sentido importador.
53. Neste contexto, a AdC considera que se mantém atual o seu entendimento expresso em anteriores decisões²², definindo como nacional a dimensão geográfica do mercado da produção de energia elétrica, pelo menos nas horas em que existe congestionamento.
54. Nas horas em que não existe congestionamento, a dimensão geográfica da produção elétrica poderá eventualmente corresponder à Península Ibérica.
55. Em face do exposto, o mercado relevante para efeitos da presente operação de concentração corresponde ao *mercado da produção de energia elétrica, de dimensão geográfica correspondente a Portugal Continental nas horas em que existe congestionamento na interligação e, nas horas em que não existe congestionamento na interligação, de dimensão geográfica correspondente à Península Ibérica.*

²² Cf. Decisões da AdC relativas aos processos Ccent n.º 02/2008 – EDP/Pebble Hydro*H. Janeiro de Baixo, de 25 de junho de 2008 e Ccent. n.º 6/2008 - EDP/Activos EDIA (Pedrógão*Alqueva), ambas de 25 de junho de 2008 e Ccent. n.º 23/2010 EDP/Greenvoug, de 13 de dezembro de 2010.

5 MERCADOS RELACIONADOS

5.1 Serviços de sistema

56. O equilíbrio permanente e instantâneo do balanço entre produção e consumo é essencial à qualidade de serviço e ininterruptibilidade do fornecimento de energia elétrica no sistema elétrico nacional.
57. O equilíbrio do balanço entre produção e consumo, em tempo real, no sistema elétrico é efetuado pelo gestor do sistema, por recurso à capacidade de produção oferecida pelos agentes produtores e mantida sob reserva, para fazer face às necessidades de correção dos desvios em tempo real.
58. A procura de serviços de sistema, *i.e.* os níveis de reserva necessários para fazer face aos desequilíbrios entre geração e consumo, em tempo real, são determinados e adquiridos pelo gestor de sistema aos produtores de energia elétrica em regime ordinário.
59. A procura de serviços de sistema realiza-se em função da dimensão dos desvios esperados entre produção e consumo, a qual tem em conta o perfil das tecnologias de produção em operação. É influenciada, em particular, pelas fontes de origem renovável, de fluxo intermitente, como é o caso da energia produzida em parques eólicos.
60. O gestor de sistema coordena a correção dos desvios, por recurso aos serviços dos agentes produtores, nomeadamente aos serviços de regulação primária, secundária e terciária, designados pela ordem com que os mesmos são solicitados.
61. A regulação primária é um serviço complementar de carácter obrigatório e não remunerado, fornecido pelos produtores em serviço, e tem por objetivo corrigir automaticamente os desequilíbrios instantâneos entre produção e consumo. Todos os produtores em serviço devem fornecer regulação primária.
62. Todavia, a regulação primária pode revelar-se insuficiente para corrigir todos os desvios do sistema. Como tal, o Gestor de Sistema poderá ter de recorrer, de forma sequencial, à regulação secundária e à regulação terciária. A regulação secundária é um serviço rápido, ativado automaticamente. Por seu turno, a regulação terciária é de ativação mais lenta e baseada em instruções manuais do centro de despacho do sistema elétrico.
63. A regulação secundária e terciária são serviços complementares e remunerados, assentes em mecanismos de mercado e são contratados no contexto de leilões competitivos. Os serviços de sistema são contratados após o encerramento do mercado diário do OMIE.
64. A contratação destes serviços pode ser realizada mediante mercados organizados ou mediante contratos bilaterais, sendo os principais serviços os seguintes²³:

i. Regulação Secundária: o objetivo 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

²³ Existem ainda outros serviços remunerados, como sejam a Resolução de Restrições Técnicas após Mercado Intradiário ('Tempo Real'), contratados em leilões para o efeito, organizados pelo gestor de sistema.

redução da produção). A participação no serviço de banda secundária não é obrigatória.

ii. Regulação Terciária: o objetivo 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 dois sub-mercados: um onde é contratado um aumento da produção de energia elétrica, e outro onde é contratada uma redução da produção de energia elétrica. A reserva terciária é um serviço obrigatório. Todos os grupos produtores habilitados para o efeito têm de fazer ofertas neste mercado, com toda a capacidade disponível para reserva de regulação, a subir e a descer, para cada um dos períodos de programação do dia seguinte.

65. 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. No caso particular dos serviços de regulação secundária apenas as centrais com equipamento de telerregulação estão habilitadas a prestar o serviço, cingindo a oferta a um grupo mais restrito de centrais.
66. A produção em regime especial não participa nos mercados de serviço de sistema, o que resulta da menor capacidade de controlo da respetiva produção e dos regimes de compra garantida da energia em aplicação aos produtores do regime especial, não os sujeitando às regras de programação da produção a que se encontram obrigados os produtores em regime ordinário.
67. Os serviços de sistema têm reduzida substituibilidade com as transações de energia nos mercados organizados²⁴, à vista ou a prazo, e são transacionados a preços substancialmente diferentes dos produtos em mercados organizados.
68. Os custos resultantes da aquisição do serviço de banda secundária são repercutidos uniformemente entre os comercializadores, em função do consumo realizado pela respetiva carteira de clientes. Por sua vez, os custos decorrentes da mobilização da energia de regulação (secundária e terciária) utilizada para anular os desvios do sistema são pagos por todos os comercializadores e produtores que incorrem em desvios entre as quantidades reais e as quantidades programadas.
69. Em virtude das características específicas de cada serviço e da heterogeneidade das respetivas estruturas da oferta, a AdC tem autonomizado esses serviços de sistema em mercados autónomos. Assim, a AdC tem distinguido, nomeadamente, os seguintes produtos²⁵:
 - i. O serviço de banda secundária, de participação voluntária, o qual é contratado de forma autónoma da reserva de regulação, e cuja oferta se encontra restrita a centrais com equipamento de telerregulação. A reserva terciária não é um substituto da reserva secundária e a sua ativação é mais lenta que a banda de regulação secundária.

²⁴ Cf. Decisões da AdC relativas aos processos Ccent n.º 02/2008 – EDP/Pebble Hydro*H. Janeiro de Baixo, de 25 de junho de 2008 e Ccent. n.º 6/2008 - EDP/Activos EDIA (Pedrógão*Alqueva), ambas de 25 de junho de 2008 e Ccent. n.º 23/2010, EDP/Greenvouga, de 13 de dezembro de 2010.

²⁵ Cf. Decisão da AdC relativa ao processo Ccent. n.º 23/2010 - EDP/Greenvouga, de 13 de dezembro de 2010.

- ii. O serviço de reserva terciária a descer, no qual participam as unidades de produção que venderam energia no contexto do mercado diário do OMIE, compreendendo, por natureza, as centrais de preço mais competitivo no sistema elétrico nacional.
 - iii. O serviço de regulação terciária a subir, que compreende todas as unidades não vendidas no mercado diário do OMIE, por natureza, as centrais menos competitivas num determinado período horário.
70. No que respeita à dimensão geográfica dos mercados de serviços de sistema, importa notar que a regulação secundária e a regulação terciária visam garantir que os desvios são corrigidos no sistema elétrico que os origina, de modo a evitar desequilíbrios nos programas de trocas de energia entre sistemas elétricos, neste caso, entre o sistema elétrico nacional e o sistema elétrico Espanhol.
71. A regulação secundária é determinada de modo automático a partir do centro de controlo do gestor de sistema para os grupos em telerregulação selecionados em mercado para prestar o serviço. O gestor de sistema ajusta automaticamente a produção de cada grupo produtor, dentro da banda de variação oferecida pelo produtor, em método de telerregulação. Na gestão da banda secundária, o operador de sistema apenas pode recorrer às centrais localizadas em território nacional continental, pelo que o mercado de banda secundária é, por definição, de dimensão geográfica correspondente ao território de Portugal Continental.
72. A regulação terciária tem por função repor a reserva secundária utilizada. Em anteriores decisões da AdC²⁶ considerou-se que o mercado de reserva terciária seria nacional – em virtude de não existirem trocas de reserva terciária entre Portugal e Espanha –, baseado no modelo de gestão autónoma dos desequilíbrios registados em cada sistema elétrico.
73. Durante o ano de 2014, importa registar o facto de se ter criado um mecanismo de troca de serviços de sistema, entre Portugal e Espanha, colocado em operação pelos gestores das redes elétrica dos dois países (projeto *Balancing Inter TSO*), no âmbito da qual são transacionadas reservas através da interligação. Tais trocas baseiam-se na existência de excedentes de reservas dentro de cada sistema. A transação de reservas entre os dois sistemas nacionais é regulamentada no Manual de Procedimentos da Gestão Global do sistema do sector elétrico (MPGGSS), aprovado pela ERSE em abril de 2014.
74. A Notificante entende que, por via do mecanismo de troca de reserva de regulação entre sistemas, a dimensão do mercado de serviços de sistema é ampliada para o âmbito ibérico, podendo a mesma ainda ir além da Península Ibérica, dado que as reservas poderão ter origem em França, o que também é potenciado pelo reforço ocorrido em 2015 na interligação entre Espanha e França.
75. Contudo, a análise do mecanismo de troca de reservas permite obter conclusões distintas daquelas que defende a Notificante e que se passam a enunciar.
76. Com efeito, e em primeiro lugar, é necessário salientar que o mecanismo de trocas permite tão-somente a entrada de um novo agente de mercado em Portugal (o MPGGSS salienta que os operadores de rede de transporte serão considerados, com as devidas adaptações, como um agente produtor) e não um sistema de troca de reservas assente numa ordenação e seleção por preço à escala ibérica das ofertas de reservas pelos produtores.

²⁶ *Idem*.

77. Em segundo lugar, as ofertas de reserva dos produtores economicamente mais vantajosas, *i.e.* de preço, mais competitivo, são utilizadas prioritariamente para satisfazer as necessidades de reserva de regulação do sistema elétrico nacional²⁷. Ou seja, cada gestor de sistema apenas oferecerá no sistema vizinho a reserva menos competitiva que previsivelmente não será utilizada, tendo ainda a prerrogativa de recusar a ativação das ofertas de reserva oferecida ao sistema vizinho se se verificar uma impossibilidade ou alteração excecional dos pressupostos que deram origem à elaboração das ofertas.²⁸
78. Em terceiro lugar, a observação empírica do desempenho do mercado, apresentado na tabela seguinte e exemplificada na figura *infra* para a reserva a subir, confirma o facto de, em geral, as ofertas de regulação da rede elétrica Espanhola (REE) em Portugal serem pouco competitivas e de ativação imprevisível.

Tabela 3 – Ofertas de troca de reservas entre o sistema Português e o sistema Espanhol nos 4 primeiros meses de 2015

	Oferta REE em Portugal		Oferta REN em Espanha	
	Exportação	Importação	Exportação	Importação
% horas com ofertas	59,7%	82,7%	93,6%	87,7%
% horas com ofertas ativadas	0,2%	4,2%	3,7%	4,7%

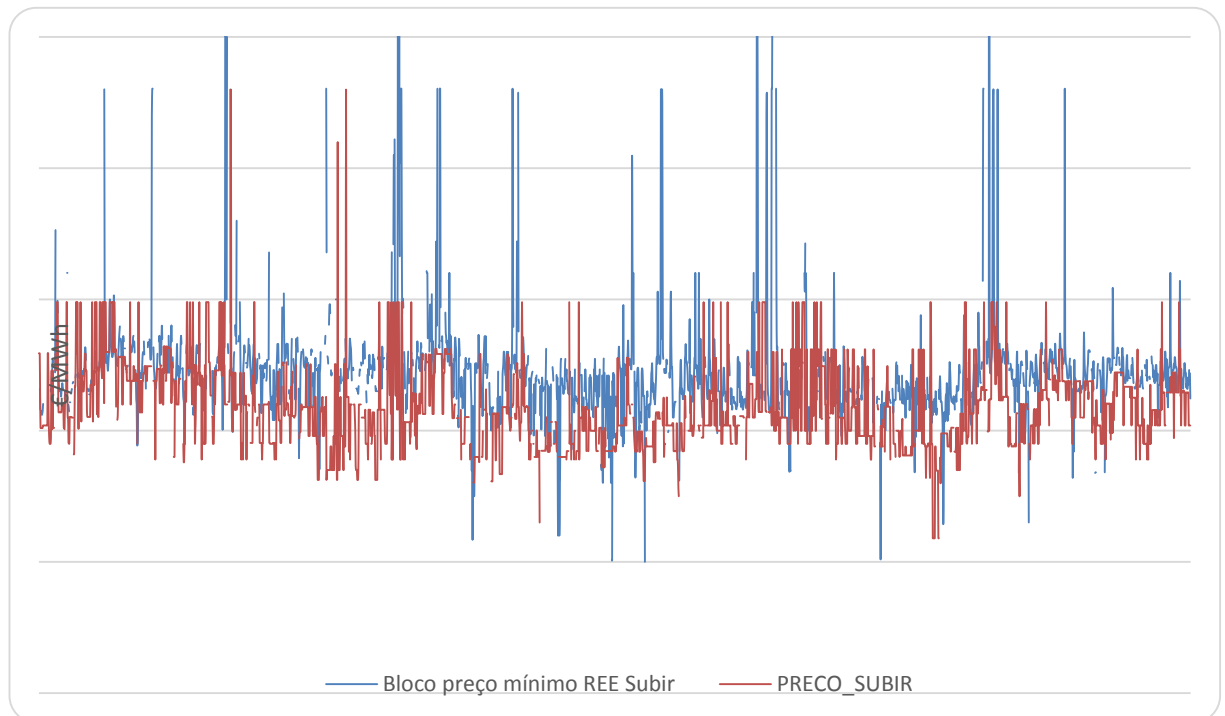
Fonte: REN, tratamento AdC

79. Com efeito, se atentarmos aos primeiros 4 meses de 2015, conforme exposto na tabela anterior, é possível constatar os seguintes factos:
- O comportamento da reserva é distinto entre países – numa dada hora pode haver procura de reserva a subir num país e não haver no outro, o mesmo se passando no caso da reserva a descer;
 - Em somente 4,2% das horas, as ofertas na REE a subir (importação) foram ativadas e em somente 0,2% das horas a oferta a descer da REE (exportação) foram ativadas.
 - Por exemplo, em 89,4% do tempo, o preço de oferta da REE na reserva terciária a subir em Portugal é maior que o preço de fecho de mercado nacional (*vide* figura seguinte). Tal significa que a oferta da REE em Portugal por via de troca de serviços de sistema, não constitui pressão concorrencial significativa. Ainda que em 10,6% do tempo as ofertas de reserva a subir da REE ao gestor de sistema português tenham sido efetuadas a preço inferior ao de fecho do mercado, na verdade apenas em 4,2% do tempo foram ativadas, o que demonstra a relativa incerteza em relação à sua efetiva pressão competitiva.
 - As ofertas da REN na reserva terciária em Espanha têm comparativamente um maior nível de ativação, mas ainda assim com percentagens reduzidas (a descer/importação, executadas em 4,7% do tempo e a subir/exportação, em 3,7% do tempo).

²⁷ Ponto 15 do procedimento n.º 13 do Manual de Procedimentos da Gestão Global do sistema do sector elétrico (MPGGSS), aprovado pela ERSE em abril de 2014.

²⁸ *Idem*.

Figura 12 – Preço de reserva terciária a subir e preço mínimo de oferta da REE ao gestor de sistema nacional para oferta a subir, de janeiro a abril de 2015.



Fonte: REN, tratamento AdC

80. Em quarto lugar, e tal como sublinhado pela ERSE no parecer à presente operação de concentração melhor descrito *infra*, o sincronismo na produção eólica em Portugal e em Espanha – quando o recurso vento é abundante num país, também o é no outro –, limita a capacidade de apoio mútuo entre os dois sistemas elétricos nos períodos em que a produção de energia de origem eólica é mais intensa.
81. Por fim, as normas postas em prática pelos gestores de sistema permitem impor um conjunto de limitações às trocas de energia (ora nas importações, ora nas exportações) entre os dois sistemas elétricos da Península Ibérica sempre que existam limitações de reserva face às necessidades identificadas²⁹.
82. Para além do mecanismo de troca de reservas, a Notificante cita o projeto, denominado TERRE, de colocar em comum, no espaço ibérico, toda a capacidade de regulação, previsto acontecer num período de até 3 anos.
83. No entender da AdC, sem prejuízo do objetivo da integração de mercados de reserva subjacente a este desenvolvimento, a existência de um calendário para a integração de mercados não é garantia suficiente para o respetivo cumprimento. Com efeito, o exemplo do histórico da criação do MIBEL é relevante, na medida em que as primeiras conversações entre os Governos Português e Espanhol sobre o MIBEL ocorreram em 1998 e, em 2001³⁰, previu-se a criação do mercado em 1 de janeiro de 2003, o qual veio

²⁹ Tal como refere a exposição da [CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio]

³⁰ Protocolo de colaboração entre as Administrações de Portugal e de Espanha para a criação do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), Novembro 2001, disponível em www.erse.pt

efetivamente a acontecer somente no 2.º semestre de 2007. Acresce que a informação disponível em relação ao projeto TERRE³¹ refere o envolvimento de operadores de sistema de vários países – Portugal, Espanha, França, Itália, Reino Unido e Suíça – e a dependência da aprovação de diversas entidades reguladoras setoriais nacionais. A necessidade de coordenar um vasto número de entidades (operadores de sistema e entidades reguladoras nacionais) pode implicar potenciais atrasos na calendarização prevista. A este respeito importa ainda notar as reservas que a REN (vide parágrafo 265 *infra*) apresentou em relação ao impacte concorrencial do projeto TERRE, a qual deverá feita aquando da sua entrada em funcionamento dado que há aspetos relativos ao seu desenho e implementação que ainda não estão definidos.

84. Assim, considerado o impacto limitado do mecanismo de troca de reserva entre Portugal e Espanha, a incerteza inerente aos projetos de integração de mercados e em face do limitado apoio que as trocas de serviço de sistema podem conceder em períodos de maior intensidade do recurso vento, correspondendo à análise da ERSE, a AdC considera que se deverá manter o entendimento em relação ao âmbito geográfico dos mercados de regulação terciária expresso em anteriores decisões³², como correspondendo a Portugal Continental.
85. Desta forma, a AdC considera que o mercado de banda de regulação secundária, o mercado de regulação terciária a subir e o mercado de regulação terciária a descer têm um âmbito restrito a Portugal Continental.

5.2 Distribuição de energia elétrica em Alta e Média Tensão

86. As redes de distribuição asseguram o escoamento da energia elétrica que aflui dos centros electroprodutores e das interligações às subestações da Rede Nacional de Transporte (RNT) para as instalações consumidoras.
87. Os produtores em regime especial, mormente os parques eólicos da ENEOP, ligam-se à rede de distribuição, nomeadamente nos níveis de Alta Tensão e Média Tensão, pelo que se considera a distribuição de energia como um mercado relacionado.
88. Os parques eólicos podem também ligar-se à rede de transporte. Do mesmo modo, um cliente final de grande consumo pode também optar por ligar-se diretamente à rede de transporte. Todavia, a opção da ligação à rede de transporte depende da sua proximidade efetiva, dados os custos que são necessários suportar.
89. Sendo em teoria possível, a um produtor PRE ou grande consumidor, optar entre a rede de transporte ou a rede de distribuição, tal possibilidade depende da proximidade relativa da rede de transporte, a qual tem uma cobertura geográfica do território menos densa que a rede de distribuição. Na maior parte do território nacional, em zonas de menor acessibilidade à rede de transporte, a única alternativa possível será a rede de distribuição em Alta e Média Tensão, a qual detém características simultâneas de monopólio natural e monopólio legal, constituindo desse modo um mercado de produto autónomo.

³¹ Trans European Replacement Reserve Exchange - Stakeholders meeting 17th December 2014, disponível em www.entsoe.eu.

³² Cf. Decisões da AdC no processo Ccent. n.º 6/2008 - EDP/Activos EDIA (Pedrógão*Alqueva), de 25 de junho de 2008 e Ccent. n.º 23/2010 - EDP/Greenvoug, de 13 de dezembro de 2010.

90. Em Portugal Continental, a atividade de distribuição de energia elétrica em Alta e Média Tensão, é enquadrada legalmente pelo Decreto-Lei n.º 29/2006³³, de 15 de fevereiro, e pelo Decreto-Lei n.º 172/2006³⁴, de 23 de agosto, que define as Bases da concessão da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em Média e Alta Tensão. A atividade de distribuição é uma atividade sujeita a regulação pela ERSE, baseada num regime de acesso obrigatório a terceiros, assente nos princípios de independência, transparência, não discriminação e imparcialidade.
91. A dimensão geográfica deste mercado, pelas características de monopólio natural e legal, e correspondentemente à própria definição do âmbito nacional da concessão, corresponde ao território nacional continental (excluindo os sistemas das regiões autónomas dos Açores e da Madeira).

5.3 Comercialização de energia elétrica

92. Em decisões anteriores da AdC³⁵ e da Comissão³⁶, considerou-se que o mercado de comercialização de energia elétrica ao cliente final deveria englobar todos os consumidores, independentemente de estes serem fornecidos pelo comercializador de último recurso ou por comercializadores em regime livre, e que deverá ser segmentado em função dos consumidores industriais de Muito Alta, Alta e Média Tensão e dos consumidores de Baixa Tensão (pequenas atividades industriais, comércio e serviços e consumidores domésticos).
93. Com o processo de extinção das tarifas reguladas e com a sua substituição por tarifas transitórias³⁷, os clientes perderam o direito de regresso ao CUR. Em tese, poder-se-ia considerar que a existência de barreiras à mudança entre o CUR (tarifas transitórias reguladas) e os comercializadores livres poderia dar origem a uma separação em dois mercados de produto autónomos – um mercado regulado, constituído pelo CUR, e um mercado liberalizado. Todavia, considerando que a atuação atual do CUR se reveste de carácter transitório, opta-se por manter a definição anterior.
94. Quanto à separação dos consumidores em função da dimensão, concluiu-se que os consumidores industriais ligados em Muito Alta, Alta e Média Tensão distinguem-se dos restantes consumidores quanto aos respetivos perfis de consumo, tarifação e contagem da energia³⁸.

³³ alterado pelos Decretos-Leis n.os 104/2010, de 29 de setembro, 78/2011, de 20 de junho, 75/2012, de 26 de março, e 112/2012, de 23 de maio, e 215-A/2012, de 8 de outubro.

³⁴ alterado pelos Decretos-Leis n.os 237-B/2006, de 18 de dezembro, 199/2007, de 18 de maio, 264/2007, de 24 de julho, 23/2009, de 20 de janeiro, 104/2010, de 29 de setembro, e 215-B/2012, de 8 de outubro.

³⁵ Cf. Decisão da AdC no processo Ccent. n.º 6/2008 - EDP/Activos EDIA (Pedrógão*Alqueva), de 25 de junho de 2008

³⁶ Cf. Decisão da Comissão relativa ao processo COMP/M.3440 – EDP/ENI/GDP, de 9 de dezembro de 2004.

³⁷ Vide Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, alterado pelos Decretos-Leis n.º 75/2012, de 26 de março, n.º 256/2012, de 29 de novembro, n.º 13/2014, de 22 de janeiro, e n.º 15/2015, de 30 de janeiro.

³⁸ Cf. Decisão da Comissão relativa ao processo COMP/M.3440 – EDP/ENI/GDP, de 9 de dezembro de 2004.

95. Os consumidores de maior dimensão são também mais sensíveis ao preço na decisão de escolha do fornecedor. As empresas comercializadoras em regime livre tendem a tratar estes clientes com base em contas individuais de cliente, oferecendo serviços adicionais, como auditorias energéticas, com o objetivo de otimizar a faturação de energia dos respetivos clientes.
96. Pelo contrário, os consumidores de energia elétrica em Baixa Tensão têm menores consumos, a sua fatura energética poderá ter um menor peso nos respetivos custos totais e poderão ser 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.
97. Em conclusão, e para efeitos da presente operação de concentração, a comercialização de energia elétrica ao cliente final compreende todos os consumidores elegíveis, subdividindo-se em dois mercados de produto relevante: (i) o mercado relacionado dos consumidores de Muito Alta, Alta e Média Tensão e (ii) o mercado relacionado dos consumidores de Baixa Tensão.
98. Relativamente à dimensão geográfica deste mercado, em decisões anteriores da AdC³⁹ e da Comissão⁴⁰, o mercado de comercialização de eletricidade foi considerado como correspondendo a Portugal Continental.
99. De facto, as condições para a concorrência na comercialização retalhista de eletricidade foram consideradas como substancialmente diferentes entre Portugal e Espanha nos fornecimentos de eletricidade em todos os níveis de tensão.
100. Apesar dos mecanismos de integração de mercados grossistas entre os dois países, parte importante dos custos relacionados com o fornecimento a clientes finais em Portugal forma-se em mercados de dimensão nacional. Com efeito, os custos com serviços de sistema e a estrutura de custos relacionados com acesso às redes, que integra tanto os custos de redes como os custos de interesse económico geral, são definidas autonomamente entre países.
101. Por outro lado, a estrutura da oferta, em particular nos clientes em Baixa Tensão, revela ainda uma preponderância do operador histórico nacional – o grupo EDP.
102. Em suma, a AdC considera que os mercados de comercialização de energia elétrica ao cliente final se dividem em (i) Muito Alta, Alta e Média Tensão e em (ii) Baixa Tensão e terão um âmbito restrito a Portugal Continental.

5.4 Conclusão relativa aos mercados relevantes e relacionados

103. Face ao exposto, a AdC considera que os mercados relevantes e relacionados, para efeitos da presente operação de concentração, correspondem:
- i. ao mercado da produção de energia elétrica, de dimensão geográfica correspondente a Portugal Continental nas horas em que existe congestionamento na interligação e, nas horas em que não existe

³⁹ *Idem.*

⁴⁰ *Idem.*

congestionamento na interligação, de dimensão geográfica correspondente à Península Ibérica.

- ii. ao mercado de banda de regulação secundária, em Portugal Continental,
- iii. ao mercado de regulação terciária a subir, em Portugal Continental,
- iv. ao mercado de regulação terciária a descer, em Portugal Continental,
- v. o mercado de distribuição de energia elétrica em Alta Tensão e Média Tensão;
- vi. ao mercado de comercialização de energia elétrica ao cliente final em Muito Alta, Alta e Média Tensão, em Portugal Continental,
- vii. ao mercado de comercialização de energia elétrica ao cliente final em Baixa Tensão, em Portugal Continental.

6 AVALIAÇÃO JUS-CONCORRENCIAL

6.1 Mercado Relevante da produção de energia elétrica

104. O grupo EDP tem presença simultânea em Portugal e Espanha. Os efeitos da presente operação de concentração serão analisados no mercado nacional continental da produção de energia elétrica e no mercado da produção na Península Ibérica.
105. A estrutura da oferta no mercado de produção de energia elétrica em Portugal Continental, medida em capacidade de produção e em produção de energia, é representada nas duas tabelas seguintes.

Tabela 4 – Estrutura do mercado da produção de energia elétrica em Portugal Continental, em capacidade de produção MW, em 2011, 2012 e 2013

MW	2011	2012	2013
Grupo EDP	[50-60]%	[50-60]%	[40-50]%
Grupo ENEL	[5-10]%	[5-10]%	[5-10]%
GENERG	[0-5]%	[0-5]%	[0-5]%
ENEOP	[0-10]%	[0-10]%	[0-10]%
Tejo Energia/REN Trading	[0-5]%	[0-5]%	[0-5]%
Turbogás/REN Trading	[0-10]%	[0-10]%	[0-10]%
Iberwind	[0-5]%	[0-5]%	[0-5]%
Capacidade de importação	[0-10]%	[0-10]%	[0-10]%
Outros	[10-20]%	[10-20]%	[10-20]%
Potência Instalada + Capacidade de importação média (MW)	20.455	20.353	19.551

Fonte: Notificante, relatórios e contas das empresas, REN.

Nota: Para efeitos meramente ilustrativos na tabela *supra*, apresenta-se a ENEOP como se constituísse um operador independente no mercado.

106. Em Portugal, o grupo EDP é um operador com uma quota de cerca de [40-50]% em capacidade e gerou entre [30-40] e [40-50]% da energia consumida em Portugal entre 2011 e 2013, variação que se deve à irregularidade do regime hidrológico.
107. O grupo EDP opera tanto no regime especial, com centrais eólicas, mini-hídricas e de biomassa, como no regime ordinário, com centrais a carvão (Sines), a gás natural (Lares e Ribatejo) e hidroelétricas, de fio de água e de albufeira.

Nota: indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato 27 haja sido considerado como confidencial

108. É o operador com maior capacidade instalada e o mais diversificado em termos de fontes e tecnologias, destacando-se ainda o facto de ser o único em Portugal a operar com centrais hidroelétricas em regime ordinário (*vide* tabela seguinte), detendo ainda a maior parte da capacidade em centrais a carvão.
109. Parte importante do respetivo parque electroprodutor beneficia das compensações CMEC. Até ao final do primeiro semestre de 2017, as compensações CMEC são dependentes das condições de mercado e de hidraulicidade, e visam garantir uma remuneração equivalente à anteriormente estabelecida nos CAE. A partir do segundo semestre de 2017, as compensações adquirem carácter fixo, *i.e.* independentes das condições de mercado.

Tabela 5 – Estrutura do mercado da produção de energia elétrica em Portugal Continental, em capacidade de produção MW, por tecnologia, em 2013 e 2014

	2013			2014		
	Total	EDP	% EDP	Total	EDP	% EDP
Centrais hidroelétricas	5239	5270	100,6%	5270	5286	100,3%
Gás Natural Ciclo Combinado	3829	2039	53,3%	3829	2039	53,3%
Carvão	1756	1180	67,2%	1756	1180	67,2%
Gasóleo	165	165	100,0%	0	0	-
Produtores em regime especial						
PRE Térmica	1707	68	4,0%	1637	24	1,5%
PRE Hidráulica	415	157	37,8%	415	157	37,8%
PRE Eólica	4364	619	14,2%	4541	624	13,7%
PRE Fotovoltaica	283	0	0,0%	393	0	0,0%
Ondas	0	0	-	0	0	-
Total capacidade instalada em Portugal Continental	17758	9498	53,5%	17841	9310	52,2%
Cap. Importação (valor médio)	1793	-	-	1993	-	-
Total	19551	9498	48,6%	19834	9310	46,9%

Fonte: REN, apresentações de resultados EDP

110. A Generg, outro dos acionistas da ENEOP, tem uma quota de somente **[0-5]**% em 2013 e opera unicamente com centrais em regime especial, vendendo, a preço pré-determinado, toda a energia ao comercializador de último recurso.⁴¹
111. O grupo ENEL, outro acionista da ENEOP, tem uma reduzida quota de mercado em Portugal. A oferta do grupo ENEL é constituída por centrais térmicas de cogeração e eólicas em regime especial, e uma central de ciclo combinado a gás natural em regime ordinário. A utilização da central de ciclo combinado do grupo ENEL nos últimos anos tem sido muito reduzida, em resultado do maior contributo das renováveis no mix energético nacional. Em consequência, reduziu-se o contributo do grupo ENEL em Portugal a não mais que **[0-5]**% em termos de energia produzida em 2013, apesar de representar cerca de **[5-10]**% da capacidade instalada.

⁴¹ Cfr. Decisão da AdC no processo Ccent. 13/2015, de 23 de abril 2015.

112. O grupo ENEL tem ainda uma participação acionista na Tejo Energia [0-5]% da capacidade instalada e [5-10]% da energia em 2013), a qual é comercializada nos termos do respetivo CAE com a REN Trading, cujas condições comerciais são independentes dos preços do mercado grossista da produção de energia elétrica.⁴²

Tabela 6 – Estrutura do mercado da produção de energia elétrica em Portugal Continental, em energia produzida (GWh), em 2011, 2012 e 2013

GWh	2011	2012	2013
Grupo EDP	[40-50]*	[30-40]	[40-50]
Grupo ENEL	[0-5]	[0-5]	[0-5]
GENERG	[0-5]	[0-5]	[0-5]
ENEOP	[0-5]	[0-5]	[0-10]
Tejo Energia / REN Trading	[0-5]	[5-10]	[5-10]
Turbogás / REN Trading	[5-10]	[5-10]	[0-5]
Iberwind	[0-5]	[0-5]	[0-5]
Saldo Importador	[5-10]	[10-20]	[5-10]
Outros	[20-30]	[20-30]	[20-30]
Consumo+Bombagem (GWh)	51.248	50.448	50.610

Fonte: Notificante, relatórios e contas das empresas, REN

Notas: * **[CONFIDENCIAL]**; ** Para efeitos meramente ilustrativos na tabela *supra*, apresenta-se a ENEOP como se constituísse um operador independente no mercado.

113. A dimensão e quota de mercado, medida em capacidade e produção, dos ativos a adquirir à ENEOP e o respetivo incremento na quota do grupo EDP, são representados nas duas tabelas seguintes.

⁴² Cfr. Decisão da AdC no processo Ccent. 11/2015, de 11 de maio de 2015.

Tabela 7 – Capacidade de produção de energia elétrica dos ativos a adquirir à ENEOP e do grupo EDP, em Portugal Continental

MW	2011	2012	2013	Capacidade licenciada
Eólica do Alto da Lagoa	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]
Eólica da Coutada	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]
Eólica da Serra das Beiras	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]
Eólica do Espigão	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]
Eólica do Cachopo	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]
Eólica do Alto do Mourisco	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]
Eólica do Castelo	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]
Eólica da Lajeira	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]
Eólica do Velão	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]
Eólica da Terra do Mato	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]
Eólica dos Altos de Salgueiros-Guilhado	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]
Eólica do Alto da Teixosa	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]
Total ativos a adquirir	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]
Quota dos ativos a adquirir	[0-5]%	[0-5]%	[0-5]%	[0-5]*
Quota do grupo EDP pós-concentração	[50-60]%	[50-60]%	[50-60]%	[50-60]*

Fonte: Notificante, relatórios e contas das empresas, REN

Nota:* estimado a partir da capacidade total mais capacidade de importação em 2013

114. A quota de mercado do grupo EDP, pós-operação de concentração subirá **[0-5]%**, podendo subir a **[0-5]%** tendo em conta a capacidade projetada da ENEOP e ainda por instalar.
115. A variação de quota pós-concentração, medida em energia produzida em 2013, crescerá **[0-5]%**. Por via da presente operação, a EDP passará a controlar, em situação de controlo exclusivo, cerca de **[20-30]%** da capacidade eólica instalada em Portugal (tendo em conta a capacidade instalada em 2014).

Tabela 8 – Produção de energia elétrica dos ativos a adquirir à ENEOP e do grupo EDP, em Portugal Continental

GWh	2011	2012	2013
Eólica do Alto da Lagoa	[CONF]	[CONF]	[CONF]
Eólica da Coutada	[CONF]	[CONF]	[CONF]
Eólica da Serra das Beiras	[CONF]	[CONF]	[CONF]
Eólica do Espigão	[CONF]	[CONF]	[CONF]
Eólica do Cachopo	[CONF]	[CONF]	[CONF]
Eólica do Alto do Mourisco	[CONF]	[CONF]	[CONF]
Eólica do Castelo	[CONF]	[CONF]	[CONF]
Eólica da Lajeira	[CONF]	[CONF]	[CONF]
Eólica do Velão	[CONF]	[CONF]	[CONF]
Eólica da Terra do Mato	[CONF]	[CONF]	[CONF]
Eólica dos Altos de Salgueiros-Guilhado	[CONF]	[CONF]	[CONF]
Eólica do Alto da Teixosa	[CONF]	[CONF]	[CONF]
Total ativos a adquirir	[CONF]	[CONF]	[CONF]
quota dos ativos a adquirir	[0-5]%	[0-5]%	[0-5]%
quota grupo EDP pós-concentração	[40-50]%	[40-50]%	[40-50]%

Fonte: Notificante, relatórios e contas das empresas, REN

116. Nas tabelas seguintes representa-se a estrutura do mercado de produção na Península Ibérica, na qual se conclui que o grupo EDP é o terceiro maior operador, em termos de capacidade, com uma quota a rondar os [10-20]% na Península Ibérica. Em energia produzida na Península Ibérica, o grupo EDP exibe uma quota idêntica à observada em capacidade instalada.

117. O grupo ENEL, apesar da posição mais reduzida em Portugal, constitui o 2.º maior operador em capacidade na Península Ibérica.

Tabela 9 – Estrutura do mercado da produção de energia elétrica na Península Ibérica, em capacidade de produção MW, em 2011, 2012 e 2013

MW	2011	2012	2013
EDP (inclui EDPR)	[10-20]%	[10-20]%	[10-20]%
REN Trading	[0-5]%	[0-5]%	[0-5]%
Iberdrola	[10-20]%	[10-20]%	[10-20]%
Endesa (grupo ENEL)	[10-20]%	[10-20]%	[10-20]%
E.ON	[0-5]%	[0-5]%	[0-5]%
Gas Natural Fenosa	[10-20]%	[0-10]%	[0-10]%
Outros Espanha	[0-5]%	[0-5]%	[0-5]%
Agentes PRE (exceto EDPR)	[30-40]%	[30-40]%	[30-40]%
Total	115.838	119.986	117.523

Fonte: Notificante

118. Os ativos a adquirir à ENEOP, avaliados à escala ibérica, têm um peso marginal, representando não mais que [0-5]% do total da Península Ibérica, seja em capacidade seja em energia produzida em 2013.

Nota: indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato 31 haja sido considerado como confidencial

Tabela 10 – Quota de mercado do grupo EDP na Península Ibérica, em energia produzida (GWh), em 2011, 2012 e 2013

	2011	2012	2013
EDP Península Ibérica	39.695	34.696	39.516
Total Produção na Península Ibérica*	328.369	325.934	321.601
% EDP	12,1%	10,6%	12,3%

Fonte: Apresentação de resultados EDP, REN, REE

Nota:* sem dedução de bombagem e sem intercâmbios entre Portugal e Espanha

119. Aferidos os efeitos da operação no mercado ibérico da produção de energia elétrica, conclui-se pelo acréscimo marginal de quota do grupo EDP, que continuará com uma quota pouco significativa, pelo que se conclui pela ausência de efeitos significativos na concorrência na Península Ibérica.
120. Em face do exposto, a análise jusconcorrencial que se segue concentra-se na zona portuguesa do MIBEL.
121. Analisadas as quotas de mercado do grupo EDP e a forma como opera no mercado, nomeadamente no regime especial e no regime ordinário, importa analisar com maior detalhe os efeitos da presente operação no mercado nacional.

(I) Da alteração dos incentivos na gestão dos ativos eólicos a adquirir à ENEOP

122. No contexto prévio à operação de concentração, os ativos a adquirir eram geridos no quadro da ENEOP 2, entidade controlada conjuntamente pela Notificante, pelo grupo ENEL e pela Generg (enquanto promotores eólicos, e pela Enercon, enquanto promotor industrial). Os incentivos da ENEOP 2 associam-se aos incentivos da sua estrutura acionista.
123. Nas decisões da AdC nos processos Ccent. 11/2015 – Finerge*TP/Ativos ENEOP e Ccent. 13/2015 – Generg/Ativos ENEOP, concluiu-se que os incentivos dos restantes acionistas com controlo sobre os ativos a adquirir (integrados no conjunto dos ativos ENEOP) eram os de maximizar a sua produção, assente em estratégias de agentes competitivos tomadores de preço. A GENERG só vende em PRE, logo não terá nenhum incentivo para manipular a produção em favor de hipotéticos aumentos de preço sobre a produção em regime ordinário. Por outro lado, o grupo ENEL tem na zona Portuguesa do MIBEL um peso reduzido na produção em regime ordinário, sendo igualmente reduzido o incentivo e capacidade para, de forma lucrativa, beneficiar o preço de venda da sua produção em regime ordinário, através dos ativos eólicos geridos pela ENEOP 2.
124. Com a aquisição dos ativos ENEOP pelo grupo EDP, os mesmos passam a ser controlados em exclusivo pela EDP Renewables, que pertence a um grupo ativo em simultâneo na PRE e na PRO, e com uma posição destacada na zona portuguesa do MIBEL, na qual continua a ter uma posição de monopolista residual numa parte considerável do tempo de operação do sistema elétrico.

(II) Da posição de monopolista residual

125. Para avaliar a posição da Notificante no mercado da produção de energia elétrica, importa também analisar a evolução da posição de monopolista residual em Portugal Continental.

Nota: indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato haja sido considerado como confidencial 32

126. No segundo semestre de 2007, e conforme decisão da AdC no processo Ccent. 06/2008 - EDP/Activos EDIA (Alqueva/Pedrógão), a Notificante foi dada como monopolista residual em **[90-100]**% do tempo, *i.e.*, como tendo uma procura residual positiva depois de esgotadas todas as capacidades de produção de terceiros concorrentes e da capacidade de importação.
127. Importa atualizar o cálculo do indicador de monopolista residual e acessoriamente calcular o impacto da operação de concentração nesse indicador. Para o efeito considerou-se:
- a procura total de comercializadores do programa horário final;
 - a produção em regime especial (PRE) do programa horário final (PHF) (PRE do PHF). A essa variável deduziu-se a produção eólica real da EDP Renewables (não se considerou outra produção em regime especial da EDP, nomeadamente em mini-hídricas ou cogerações)⁴³;
 - A produção real dos ativos eólicos a adquirir à ENEOP, que foi deduzida à variável anterior (PRE global – produção EDP Renewables), para se medir o efeito da operação de concentração na “pivotalidade⁴⁴” do grupo EDP, ou seja, a possibilidade de este se encontrar em posição de monopolista residual;
 - a capacidade de importação publicada pela REN, já incorporando as restrições impostas pelo gestor de sistema;
 - as capacidades de produção das centrais da Tejo Energia, Turbogás e Central de ciclo combinado do Pego⁴⁵.
128. Na tabela seguinte apresentam-se os cálculos efetuados com a metodologia exposta.

Tabela 11 – Posição de monopolista residual da EDP em 2012, 2013 e 2014

Ano	Monop. Residual EDP e s/ Aq. ENEOP	Monop. Residual EDP s/ Pego CC 2013 2014 e s/ Aq. ENEOP	Monop. Residual EDP c/ Aq. ENEOP	Monop. Residual EDP s/ Pego CC 2013 2014 e c/ Aq. ENEOP	Varição Aq. ENEOP
2012	[30-40] %	[30-40] %	[30-40] %	[30-40] %	[5-10] %
2013	[10-20] %	[40-50] %	[20-30] %	[40-50] %	[0-5] %
2014	[5-10] %	[30-40] %	[10-20] %	[30-40] %	[0-5] %
Total	[20-30] %	[30-40] %	[20-30] %	[40-50] %	[0-5] %

Fonte: REN, Notificante, cálculos AdC

129. Face ao que se apurou em 2007, na decisão relativa ao processo Ccent. 06/2008 EDP/Activos EDIA (Alqueva/Pedrógão), a percentagem do tempo em que o grupo EDP apresenta procura residual positiva, desceu significativamente. Em geral, a redução da

⁴³ A primeira variável (PRE do PHF) diz respeito à última previsão do CUR e a segunda à produção real, de que resulta que a avaliação da diferença entre as duas variáveis tem alguma margem de erro. Atenta a correlação elevada entre as previsões no programa horário final e as produções reais dos ativos eólicos, crê-se que essa margem de erro seja reduzida.

⁴⁴ Um produtor diz-se pivotal se se encontra em posição de monopolista residual.

⁴⁵ Para os anos de 2013 e 2014 considerou-se o índice de pivotalidade com e sem a central de ciclo combinado do Pego, atenta a produção meramente residual dessa central, refletindo o facto desse operador, nesses dois anos não ter constituído uma pressão competitiva sobre a produção do grupo EDP.

posição de monopolista residual da Notificante deve-se aos fenómenos já salientados nos parágrafos 39 a 47, nomeadamente a redução da procura total, o crescimento da capacidade de importação e o crescimento do regime especial de geração verificada ao longo dos últimos 5 anos, como também a entrada em operação da central de ciclo combinado do Pego, do grupo ENEL. No ano de 2014, a percentagem do tempo em que a Notificante é monopolista residual desce para menos de 10%, reflexo do aumento da capacidade de importação.

130. Todavia, se se ignorar a pressão competitiva gerada pelo ciclo combinado do Pego, que teve uma produção muito reduzida em 2013 e 2014, a percentagem do tempo em que o grupo EDP é monopolista residual sobe significativamente, para níveis de indispensabilidade que se situam acima dos 30% em 2014.
131. Em resultado da operação de concentração, a variação da posição do grupo EDP como monopolista residual cresce cerca de **[0-5]**% se se tiver em conta o cenário em que a central de ciclo combinado do Pego exerce pressão competitiva. No cenário em que não se considere a pressão competitiva da central de ciclo combinado do Pego, o indicador de monopolista residual cresce em **[5-10]**%.

(III) Da capacidade e dos incentivos para adotar comportamentos estratégicos com os parques eólicos a adquirir à ENEOP 2

132. Os parques eólicos a adquirir à ENEOP 2 diferem daqueles que a EDP Renewables detinha previamente à operação de concentração, seja no que respeita ao preço de venda da energia ao CUR, seja quanto às características técnicas dos equipamentos de produção.

a) Da diferença de regimes tarifários EDP Renewables vs ENEOP 2

133. O preço médio de venda da energia produzida pelos ativos a adquirir à ENEOP é inferior aos parques detidos pela EDP *Renewables* previamente à operação de concentração (vide tabelas seguintes).
134. Com efeito, o preço médio de venda da energia eólica da EDP Renewables enquadra-se no regime de regulação prévio à publicação do Decreto-Lei 33-A/2005, de 16 de fevereiro, nomeadamente de acordo com as condições prevista no Decreto-Lei n.º189/88, de 27 de maio, de acordo com a redação do Decreto-Lei n.º 339-C/2001, de 29 de Dezembro. O tarifário dos parques da EDP Renewables é indexado à taxa de utilização dos parques eólicos, sendo o preço pago pela unidades de energia acima das 2000 horas de funcionamento decrescente para cada bloco adicional de 200 horas e com um valor mínimo fixo para produções superiores a 2600 horas de funcionamento.
135. O preço médio anual dos parques da EDP Renewables nos últimos 8 anos variou em valores entre os **[90-100]** €/MWh e os **[100-110]** €/MWh. O valor médio do último trimestre de cada ano⁴⁶, estimado a partir das apresentações trimestrais de contas da

⁴⁶ O valor marginal realmente observado no último trimestre de cada ano pode ser menor que o valor médio do último trimestre que se apurou na tabela. A natureza estocástica da variável produção significa que qualquer previsão da produção anual estará sujeita a uma margem de erro. Assim, utiliza-se o valor médio do último trimestre como uma estimativa do valor esperado da unidade marginal de produção dos parques da EDP Renewables.

EDP Renewables⁴⁷, é função da taxa de utilização dos equipamentos da EDP Renewables, e rondou entre **[70-80]€/MWh** e os **[90-100]€/MWh** nos últimos 8 anos.

Tabela 12 – Preço médio de venda da energia elétrica dos parques eólicos da EDP Renewables pré-concentração

	Energia (MWh)	Preço médio Anual (€/MWh)	Taxa Utilização capacidade instalada	Estimativa preço médio último trimestre
2014	1652	[90-100]	30%	[70-80]
2013	1593	[90-100]	29%	[70-80]
2012	1444	[100-110]	27%	[80-90]
2011	1391	[90-100]	27%	[80-90]
2010	1472	[90-100]	29%	[70-80]
2009	1275	[90-100]	28%	[80-90]
2008	1028	[90-100]	27%	[70-80]
2007	735	[90-100]	24%	[90-100]

Fonte: Apresentação de resultados da EDP Renewables e estimativa AdC

136. Os ativos a adquirir à ENEOP têm uma remuneração definida no âmbito do concurso eólico de 2005, conforme o regime definido no Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro. O preço de venda é fixo e atualizado à inflação. Os preços médios de venda dos parques eólicos a adquirir à ENEOP em 2013 registaram valores entre **[70-80] €/MWh**, e um valor médio global de **[70-80] €/MWh**.

Tabela 13 – Preço médio de venda da energia elétrica dos ativos a adquirir ENEOP

€/MWh	2011	2012	2013
Eólica do Alto da Lagoa	[70-80]	[70-80]	[70-80]
Eólica da Coutada	[70-80]	[70-80]	[70-80]
Eólica da Serra das Beiras	[70-80]	[70-80]	[70-80]
Eólica do Espigão	[70-80]	[70-80]	[70-80]
Eólica do Cachopo		[70-80]	[70-80]
Eólica do Alto do Mourisco	[70-80]	[70-80]	[70-80]
Eólica do Castelo			
Eólica da Lajeira			
Eólica do Velão			
Eólica da Terra do Mato	[70-80]	[70-80]	[70-80]
Eólica dos Altos de Salgueiros-Guilhado	[70-80]	[70-80]	[70-80]
Eólica do Alto da Teixeira	[70-80]	[70-80]	[70-80]
Média	[70-80]	[70-80]	[70-80]

Fonte: Notificante, relatórios e contas das empresas

⁴⁷ Estimou-se a produção do último trimestre de cada ano como a diferença entre a produção na apresentação de resultados anual e a produção na apresentação de resultados do terceiro trimestre.

Nota: indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato 35 haja sido considerado como confidencial

137. O valor médio de venda dos parques da ENEOP, que é um valor fixo, é tipicamente inferior ao valor médio da produção dos parques da EDP Renewables no último trimestre. A única exceção verificou-se em 2014, em razão de se ter atingido a taxa de utilização mais elevada em Portugal dos 8 anos de existência da EDP Renewables.
138. Em geral, no princípio e a meio do ano, a Notificante não saberá avaliar com certeza quantas horas operarão em média os parques da EDP Renewables, não tendo por isso uma avaliação segura quanto ao preço marginal de venda desses parques eólicos. Numa avaliação probabilística, observado o valor médio de venda do último trimestre da EDP Renewables nos últimos 8 anos (vide **Tabela 12**), verifica-se que em 7 anos o preço de venda no último trimestre dos parques da EDP Renewables é mais elevado que o preço de venda fixo dos parques eólicos a adquirir à ENEOP.
139. Importa ainda notar que alguns dos parques a adquirir a ENEOP, que em 2013 ainda não haviam vendido energia à rede (Castelo, Lajeira e Velão), terão uma tarifa inferior ao valor médio de **[70-80]€/MWh**. Com efeito, nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro, a esses parques aplicar-se-á a remuneração prevista na adjudicação do concurso e só a partir da entrada em funcionamento dos mesmo se atualizará o preço desses parques à inflação (vide exemplo da eólica do Cachopo, que tem um preço inferior aos restantes parques a adquirir à ENEOP, por ter iniciado atividade somente em 2012).

b) Das características técnicas dos parques a adquirir à ENEOP face aos parques da EDP Renewables

140. A produção eólica e o modo como é integrada no sistema elétrico nacional evoluiu significativamente face ao modelo que se considerou em anteriores operações de concentração⁴⁸, nas quais apenas se analisaram eventuais comportamentos relacionados com o controlo da disponibilidade – ligar/desligar – e de mais simplificada monitorização.
141. Na atualidade, em particular no que se refere aos parques eólicos da ENEOP, os parâmetros sujeitos a controlo são mais vastos e podem ser remotamente controlados em tempo real, permitindo uma maior capacidade de controlo da produção entregue ao sistema elétrico.
142. A operação de cada um dos parques da ENEOP é enquadrada por um Protocolo de Exploração celebrado entre a REN e a ENEOP 2. Este protocolo estabelece um conjunto de regras quanto à previsão da produção, operação e controlo dos parques eólicos da ENEOP, em interação com o centro de despacho do sistema elétrico nacional. Das regras previstas no citado protocolo destacam-se, nomeadamente, as seguintes:
- a) **[CONFIDENCIAL]**;
 - b) **[CONFIDENCIAL]**;
 - c) **[CONFIDENCIAL]**;
 - d) **[CONFIDENCIAL]**.

⁴⁸ Ccent. 16/2005 – Erenova / Ortiga / Safra, decidida em 11 de novembro de 2005, Ccent. 60/2005, Erenova/ Bolores/ Eneraltius/ Levante/ Cabeço das Pedras/ Malhadizes, decidida em 30 de novembro de 2005 e Ccent. 6/2007 Erenova / Eólica da Alagoa, decidida em 26 de fevereiro de 2007.

143. Adicionalmente, em apresentação da ENEOP⁴⁹, são confirmadas um conjunto de características técnicas dos parques que facilitam o seu controlo remoto:
- Os aerogeradores ENERCON estão preparados para trabalhar com duas curvas de potência, uma normal e outra reduzida (com 5% de “deload”), comutáveis por telecomando;
 - Os parques eólicos da ENEOP 2 estão preparados para ser despachados através da solicitação da redução ou limitação da sua potência cativa de injeção na Rede, por um determinado período de tempo;
 - Os aerogeradores Enercon têm a capacidade de reduzir, a partir de solicitação externa de telecontrolo, a sua potência ativa de saída para qualquer percentagem entre zero e o valor máximo da sua curva de potência;
 - Os aerogeradores da ENEOP 2 estão ligados ao centro de despacho da Notificante, para gestão e controlo remoto dos seus ativos eólicos.
144. Os parques eólicos da EDP Renewables apresentam características variadas, atento o facto de serem constituídos por aerogeradores de diversos fabricantes, muito embora **[50-60]**% tenham sido fornecidos pela mesma Enercon.
145. As funcionalidades de controlo disponíveis para um determinado parque dependem do fabricante. No que respeita aos parques mais antigos, cuja implementação ocorreu numa fase inicial de desenvolvimento da tecnologia eólica, as funcionalidades de controlo disponíveis não são tão desenvolvidas como no caso dos parques da ENEOP (vide tabela seguinte).
146. No entanto, a introdução de comandos remotos do tipo SCADA⁵⁰ permite que cerca de **[80-90]**% dos parques da EDP Renewables possam ser controlados ao nível da potência gerada.

⁴⁹ “A integração das energias renováveis na gestão técnica do sistema eléctrico português. A experiência de um Promotor. Carlos Pereira da Silva, ENEOP 2, Conferência APREN 2012, disponível em www.apren.pt.

⁵⁰ SCADA: *Supervisory Control And Data Acquisition*. São sistemas de controlo e aquisição de dados, que usam sinais codificados através de canais de comunicação de forma a adquirir informação acerca do estado de um equipamento remoto, para exibição ou para função de registo de dados. Adicionalmente podem controlar remotamente o estado de um determinado equipamento remoto.

Tabela 14 – Características de controlo remoto dos aerogeradores da EDP Renewables e dos a adquirir à ENEOP

		% potência instalada	
		EDP Renewables	ENEOP
Modo Comando	SCADA	[CONF]	[CONF]
	OPC	[CONF]	[CONF]
Comandos por Turbina	Pausa	[CONF]	[CONF]
	Pausa Emergência	[CONF]	[CONF]
	Reconhecimento Alarmes	[CONF]	[CONF]
	Arranque	[CONF]	[CONF]
Comandos por Parque	Pausa	[CONF]	[CONF]
	Pausa Emergência	[CONF]	[CONF]
	Arranque	[CONF]	[CONF]
Comandos Regulação Potência	<i>Setpoint Activa</i>	[CONF]	[CONF]
	<i>Setpoint Reactiva</i>	[CONF]	[CONF]
	<i>Setpoint Deload</i>	[CONF]	[CONF]

Fonte: Notificante

147. Apenas os aerogeradores mais recentes da Enercon, que equipam os parques da ENEOP, permitem, por exemplo, a regulação *Setpoint deload*, funcionalidade que permite aos parques eólicos participar no controlo primário de frequência, nomeadamente, reagir automaticamente a situações de superavit ou deficit de produção na rede elétrica nacional, podendo inclusivamente aumentar a produção a pedido da rede⁵¹.
148. Adicionalmente, os aerogeradores da ENEOP têm uma potência média por aerogerador **[40-50]**% superior aos aerogeradores da EDP Renewables. Com efeito, enquanto os parques da ENEOP são equipados maioritariamente por modelos de **[2-3]**MW, os parques da EDP Renewables são equipados por aerogeradores com potências que variam entre **[0-3]**MW.

⁵¹ Os aerogeradores podem aumentar a injeção de potência ativa, de forma a contribuírem para a reposição da frequência nominal. Para poderem realizar o desejado aumento de potência em resposta a uma situação de subfrequência é, previamente, imposta aos aerogeradores uma condição de “*deload*” em relação à curva de máxima extração de potência. Este valor de “*deload*” pode ser comunicado remotamente ao parque eólico, através de um “*setpoint*”, o qual será distribuído pelos aerogeradores, para que o parque cumpra o objectivo solicitado. Estes “*setpoints*” são sempre aplicados a pedido do GTGS (Gestor Técnico Global do Sistema), por situações contempladas no código de rede Português – participação no controlo primário de frequência.

Tabela 15 – Parques eólicos da EDP Renewables e dos a adquirir à ENEOP por potência do aerogerador

Potência do Aerogerador (MW)	EDP Renewables		Parques a adquirir à ENEOP	
	N.º	Potência total [MW]	N.º	Potência total [MW]
0,5	[CONF]	[CONF]		
0,6	[CONF]	[CONF]		
1,3	[CONF]	[CONF]		
1,5	[CONF]	[CONF]		
1,67	[CONF]	[CONF]		
1,8	[CONF]	[CONF]		
2	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]
2,3	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]
Total	[CONF]	[CONF]	[CONF]	[CONF]
Potência média	[CONF]		[CONF]	

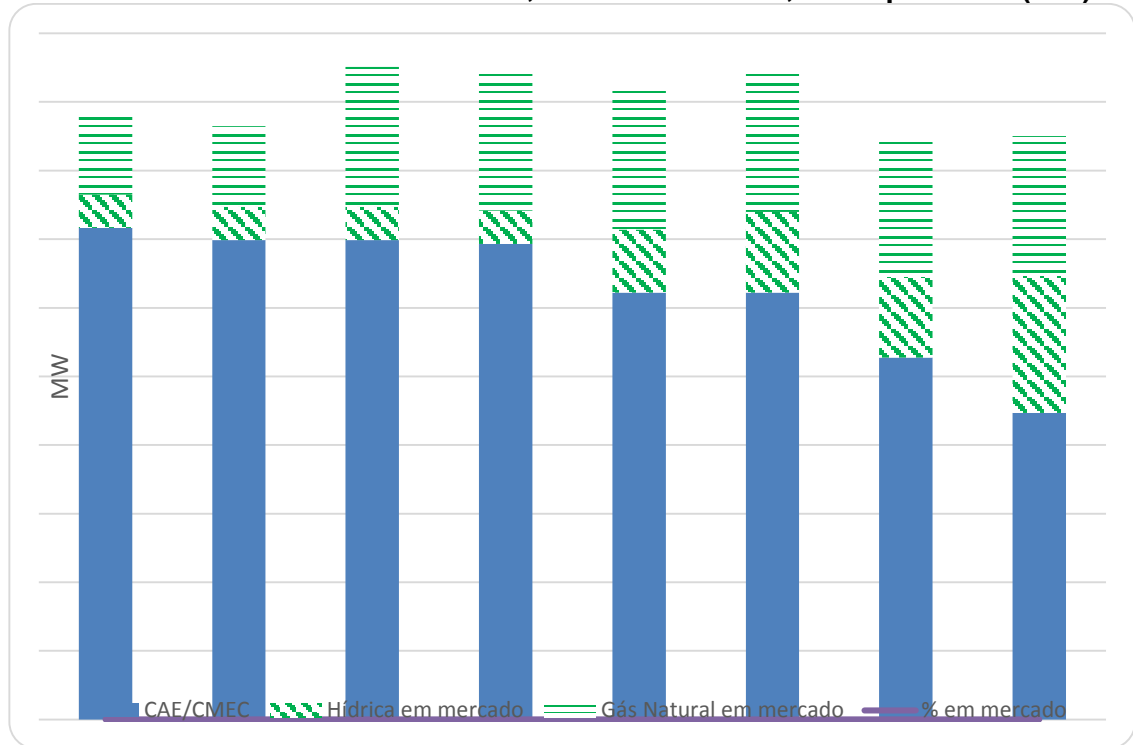
Fonte: Notificante

(IV) O regime da revisibilidade CMEC como fator mitigador de comportamentos estratégicos relacionados com os preços de mercado tem importância cada vez menor e cessa no 2º semestre de 2017

149. O regime da revisibilidade dos CMEC, o qual se aplica às centrais da Notificante que beneficiavam de CAEs e que foram antecipadamente extintos em julho de 2007, faz depender o nível da compensação CMEC, entre outros fatores, dos preços de mercado. Subindo os preços de mercado, tudo o resto constante, desce a compensação CMEC à qual a Notificante tem direito.
150. Em procedimentos anteriores⁵², a Notificante manifestou a posição que a revisibilidade CMEC mitigava incentivos a manipular estrategicamente os preços de mercado, tendo também em conta que o peso da produção em regime ordinário em mercado – i.e. a produção cuja rentabilidade de exploração depende dos preços de mercado – era reduzida.
151. Nos últimos anos observou-se uma recomposição significativa do parque electroprodutor da Notificante, com uma redução do peso das centrais que beneficiam de compensações CMEC. A desativação de centrais a fuel, a migração de algumas centrais hidroelétricas em regime CMEC para o regime de mercado – caso dos aproveitamentos hidroelétricos do Douro Internacional – e os reforços de potência das centrais em mercado fizeram subir significativamente o peso da capacidade de produção da Notificante em centrais em mercado.
152. Em 2014, as centrais em mercado representavam 47,4% da sua capacidade instalada em regime ordinário, quando em 2007 não representariam mais de 18% do total.

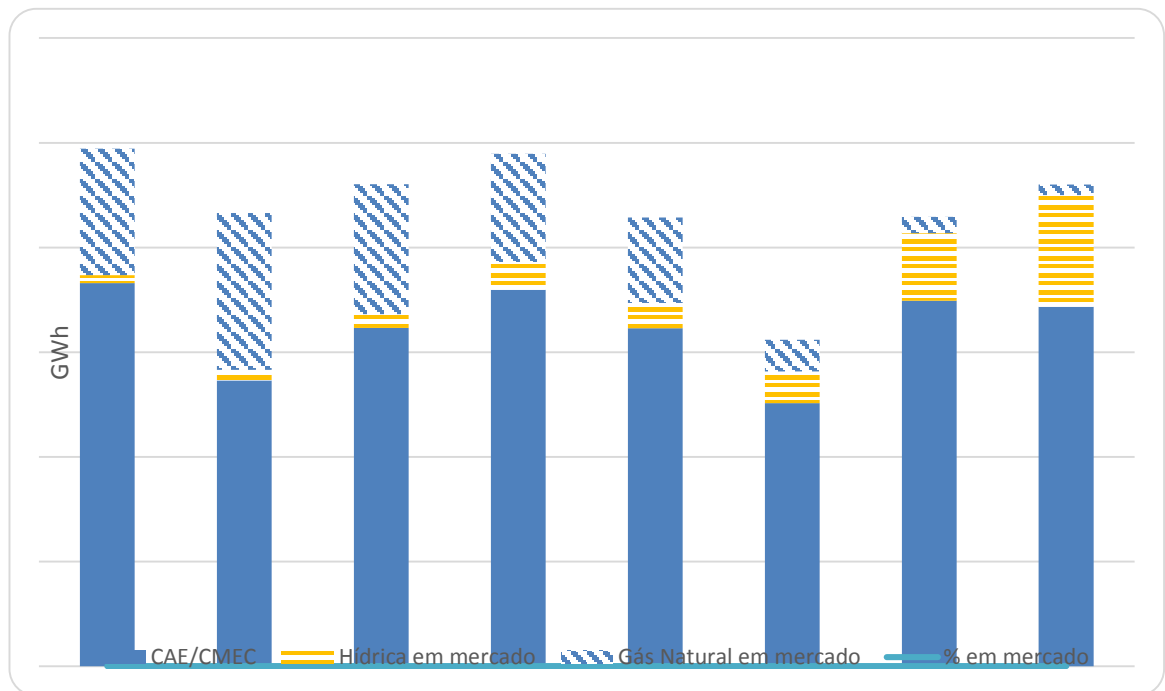
⁵² Cf. Decisões da AdC relativas aos processos Ccent. n.º 02/2008 – EDP/Pebble Hydro*H. Janeiro de Baixo, de 25 de junho de 2008 e Ccent. n.º 6/2008 - EDP/Activos EDIA (Pedrógão*Alqueva), ambas de 25 de junho de 2008 e Ccent. n.º 23/2010 - EDP/Greenvouga, de 13 de dezembro de 2010.

Figura 13 – repartição do parque electroprodutor em regime ordinário da Notificante com CMEC e em mercado, entre 2007 e 2014, em capacidade (MW)



Fonte: Apresentação de resultados da EDP, tratamento AdC

Figura 14 – repartição do parque electroprodutor em regime ordinário da Notificante com CMEC e em mercado, entre 2007 e 2014, em energia produzida (GWh)



Fonte: Apresentação de resultados da EDP, tratamento AdC

153. Apesar da evolução positiva da capacidade da Notificante em centrais em mercado, a quebra significativa da utilização das centrais a gás natural nos últimos três anos, acabou por significar que o aumento da capacidade em mercado não tenha tido um reflexo mais significativo em termos de energia produzida.
154. Em todo o caso, face à recomposição do parque electroprodutor da Notificante, a tendência geral vai no sentido que o regime da revisibilidade CMEC exerça uma influência cada vez menor nos incentivos da Notificante.
155. O eventual efeito mitigador da revisibilidade CMEC cessará por completo no 2.º semestre de 2017 por via da extinção do mecanismo da revisibilidade, conforme o calendário legalmente previsto no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, alterado pelos Decretos-Lei n.º 199/2007, de 18 de maio, n.º 264/2007, de 24 de julho e n.º 32/2013, de 26 de fevereiro. A partir do 2.º semestre de 2017, a compensação CMEC passa a adquirir carácter fixo, o que significa que aumenta o risco de mercado da operação das centrais para a Notificante, mas em contrapartida beneficia de todos os aumentos de preço que se possam verificar.

(V) Dos incentivos a comportamento estratégicos no mercado da produção

156. No contexto prévio à operação de concentração, a ENEOP, em face dos incentivos da sua estrutura acionista e do sistema tarifário em aplicação, teria por objetivo maximizar a produção, comportamento próprio de um agente competitivo sem poder de mercado.
157. No contexto pós-concentração, integrando o grupo económico da EDP, os parques eólicos a adquirir à ENEOP serão geridos com o objetivo de maximização dos lucros conjuntos do grupo EDP.

Nota: indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato 41 haja sido considerado como confidencial

158. Não obstante a evolução do mercado da produção, no quadro do MIBEL, ser no sentido de uma crescente integração, podem existir potenciais oportunidades de lucro com restrições da produção eólica dos parques adquiridos à ENEOP.
159. A análise do desempenho do mercado nacional da produção revela que nos períodos de maior abundância de recursos renováveis, em especial da combinação de produção hidroelétrica elevada e eólica elevada, a interligação com Espanha é utilizada no máximo no sentido exportador, resultando na separação do MIBEL em duas zonas de preço, com o preço nacional a ser inferior ao verificado em Espanha.
160. A Notificante controla todas as centrais hidroelétricas em regime ordinário em Portugal Continental e, por via da presente operação de concentração, sobe o controlo sobre a produção eólica de [10-20]% para [20-30]% do total nacional. Por outro lado, a posição de monopolista residual em Portugal Continental sobe por via da presente operação de concentração.
161. É possível considerar que possam existir comportamentos estratégicos que visem restringir a produção eólica nacional, com vista a promover a subida do preço nacional, aproximando-o do preço verificado em Espanha, no limite descongestionando a interligação no sentido exportador, convergindo num preço único ibérico.
162. Para que este comportamento seja provável, *i.e.* para que haja o incentivo em relação à sua adoção, a restrição da oferta terá que ser lucrativa. Para tanto, o benefício marginal associado à restrição de oferta eólica terá que ser superior ao custo de oportunidade da estratégia de restrição da oferta (energia eólica que se deixou de vender).
163. No âmbito da energia eólica, concluiu-se que os parques a adquirir à ENEOP são (i) os de menor preço de venda (parágrafos 133 a 139), em particular nos anos de menor produtividade eólica, (ii) os de maior capacidade de controlo remoto (parágrafos 140 a 147) e (iii) os de maior capacidade média (parágrafo 148), pelo que serão os principais candidatos a utilização estratégica no portefólio de produção após a presente operação. Como tal, a mesma operação de concentração pode assim eliminar uma força competitiva no mercado.
164. Importa notar, por um lado, que os parques eólicos não estão sujeitos às regras de programação da produção em regime ordinário e portanto não estão sujeitos ao pagamento de penalidades financeiras por desvios de produção. Por outro lado, os aerogeradores podem ser geridos num conjunto mais largo de parâmetros, com efeitos sobre a produção, além da gestão de disponibilidade.
165. Acresce que a revisibilidade CMEC, como elemento mitigador de comportamentos estratégicos relacionados com o preço do mercado da produção, tem um peso decrescente com o crescimento da produção em mercado da Notificante e deverá cessar a sua aplicação no segundo semestre de 2017.
166. A avaliação das condições de lucro e da sua probabilidade *ex-post*, que definem o potencial incentivo à adoção do comportamento de restrição da produção eólica, em particular a atuação sobre a disponibilidade dos aerogeradores com vista a reduzir a previsão da produção eólica no mercado diário da produção de energia, não será objeto de análise mais detalhada, na medida em que, como se verá adiante, os compromissos assumidos pela Notificante revelam-se aptos a afastar as preocupações jusconcorrenciais que poderiam resultar da presente operação de concentração.

(VI) Da capacidade para adotar comportamentos estratégicos

167. Em operações anteriores⁵³, entendeu-se que face à potência média de cada aerogerador observada (1,35 MW em maio de 2005), para se obter uma redução de 50 MWh seria necessário imobilizar 37 aerogeradores, à utilização máxima, ou 74 aerogeradores a utilização de 50%. Em Maio de 2005, a potência eólica em Portugal Continental situava-se em 708 MW, distribuída por 81 parques, com um total de 521 aerogeradores. Face ao quadro de desenvolvimento do sector eólico nacional verificado em 2005, considerou-se que uma manipulação estratégica da disponibilidade dos aerogeradores, suscetível de produzir alterações sensíveis nos resultados dos mercados organizados, teria que abranger um número muito significativo de aerogeradores e por isso seria de mais fácil deteção, conquanto existisse informação de monitorização da disponibilidade.
168. Em comparação com o cenário analisado em 2005, a capacidade instalada em parques eólicos aumentou substancialmente. Em final de 2014, a potência eólica instalada valia 4541 MW (6 vezes mais que em 2005).
169. Com a presente operação de concentração, por via dos parques a adquirir à ENEOP, a EDP aumenta o número de aerogeradores de 384 para um total de 660 e, em particular, aumenta significativamente o número de aerogeradores de 2,3 MW de potência individual, de **[10-20]**, no cenário pré-concentração, para **[>200]**, num cenário pós-concentração.
170. Considerando uma utilização a 50%, a indisponibilidade de **[40-50]** aerogeradores de 2,3 MW, em período de maior disponibilidade do recurso eólico, permitiria uma redução de **[50-60]** MWh, ou seja **[5-10]**% do total dos aerogeradores da Notificante no cenário pós-concentração.
171. Esta percentagem não difere substantivamente dos valores de indisponibilidade média previstos na indústria eólica, sobretudo se diluídos numa perspetiva anual. Por exemplo, no contrato de manutenção dos aerogeradores da ENERCOM com a ENEOP, prevê-se uma disponibilidade anual garantida de **[90-100]**%.
172. Para conseguir uma redução de 50 MWh no cenário pré-concentração, a Notificante teria que imobilizar mais aerogeradores – 50 aerogeradores de 2 MW da EDP Renewables utilizados a 50% – correspondentes a **[10-20]**% do respetivo parque aerogerador pré-concentração.
173. Para além da gestão estratégica da variável disponibilidade, é possível ainda supor, pelas funcionalidades técnicas instaladas nos parques eólicos da ENEOP, a possibilidade de gestão, em tempo real, da potência entregue – variável com maior influência sobre os mercados de serviços de sistema.
174. Assim, em resultado da operação de concentração, na ausência de compromissos, surgiria reforçada a capacidade para adotar comportamentos estratégicos, tanto na gestão da variável disponibilidade, como na gestão da potência efetivamente entregue pelos aerogeradores, dado que aumenta em número, dimensão média e sofisticação os aerogeradores da Notificante no cenário pós-concentração.
175. Os compromissos finais assumidos pela Notificante revelam-se adequados e suficientes a afastar as preocupações jusconcorrenciais que poderiam resultar da presente operação de concentração.

⁵³ Cfr. Decisão da AdC na Ccent. 16/2005 – Erenova / Ortiga / Safra, de 11 de novembro de 2005.

6.2 Mercados Relacionados

6.2.1 Mercados de banda secundária, energia secundária e reserva terciária a subir e a descer

176. A produção com origem em parques eólicos, pela sua intermitência e dificuldade de previsão, é suscetível de influenciar a procura de serviços de sistema pelo operador de sistema, seja em termos de disponibilidade de reserva secundária a contratar, seja em tempo real na energia secundária a subir ou a descer e na energia terciária a subir e a descer.
177. Nas tabelas seguintes representam-se a estrutura da oferta no mercado de banda secundária e a estrutura da oferta nos mercados de reserva terciária a subir e a descer, em 2012, 2013 e 2014.
178. O grupo EDP tem uma posição destacada em todos os serviços prestados e adquiridos, em regime de preço livre, pelo gestor do sistema elétrico em leilões organizados para o efeito. Com frequência elevada é um operador monopolista residual⁵⁴ no serviço de banda secundária, o que lhe confere um poder elevado na determinação do preço em leilão.

Tabela 16 – Estrutura de oferta do mercado de banda secundária em Portugal Continental, em 2012, 2013 e 2014

	2012			2013			2014		
	Capacidade vendida em banda secundária	Energia secundária		Capacidade vendida em banda secundária	Energia secundária		Capacidade vendida em banda secundária	Energia secundária	
		Subir	Descer		Subir	Descer		Subir	Descer
EDP Produção	[60-70]%	[60-70]%	[70-80]%	[80-90]%	[80-90]%	[80-90]%	[90-100]%	[90-100]%	[90-100]%
Endesa (grupo ENEL)	[10-20]%	[10-20]%	[10-20]%	[0-5]%	[0-5]%	[0-5]%	[0-5]%	[0-5]%	[0-5]%
Iberdrola	[0-5]%	[0-5]%	[0-5]%	[0-5]%	[0-5]%	[5-10]%	[0-5]*	[0-5]*	[0-5]*
REN Trading	[10-20]%	[10-20]%	[10-20]%	[0-5]%	[5-10]%	[5-10]%	[0-5]%	[0-5]%	[0-5]%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Dos quais hídricas	[40-50]%	[40-50]%	[40-50]%	[80-90]%	[70-80]%	[70-80]%	[90-100]%	[90-100]%	[90-100]%
Dos quais térmicas	[50-60]%	[50-60]%	[50-60]%	[10-20]%	[20-30]%	[20-30]%	[0-5]%	[0-5]%	[5-10]%

Fonte: REN, tratamento AdC

* 2014 estimado como 1/4 do valor anual atribuído à central de Aguieira, explorada pela Iberdrola até final de março de 2014, data do término do contrato de cessão da exploração celebrado entre a EDP e a Iberdrola, no âmbito dos compromissos assumidos pela EDP na Ccent. n.º 6/2008 - EDP/Activos EDIA (Pedrógão*Alqueva), com Decisão de 25 de junho de 2008.

179. A posição do grupo EDP é maior no serviço de banda secundária, no qual atinge cerca de **[90-100]%** em 2014, mas também é muito elevada nos serviços de terciária a subir ou a descer, nos quais supera os **[80-90]%** e os **[70-80]%**, respetivamente, também em 2014. Nenhum dos concorrentes da EDP em Portugal detém centrais hidroelétricas, pelo

⁵⁴ Vide Ccent. n.º 23/2010 - EDP/Greenvougá, de 13 de dezembro de 2010.

Nota: indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato 44 haja sido considerado como confidencial

que, quando os recursos hidroelétricos são abundantes e a utilização das centrais térmicas se reduz, o grupo EDP atinge uma posição ultradominante. Este efeito agravou-se em particular com o fim da vigência do contrato de cessão da exploração da central de Aguieira, celebrado entre a EDP e a Iberdrola⁵⁵, i.e. o fim da duração do compromisso associado à Ccent. n.º 6/2008 - EDP/Activos EDIA (Pedrógão*Alqueva), com Decisão de 25 de junho de 2008.

Tabela 17 – Estrutura de oferta dos mercados de reserva terciária a subir e a descer, em 2012, 2013 e 2014

	2012		2013		2014	
	Subir	Descer	Subir	Descer	Subir	Descer
EDP Produção	[50-60]%	[60-70]%	[70-80]%	[80-90]%	[80-90]%	[70-80]%
Endesa (Grupo ENEL)	[0-5]%	[0-5]%	[0-5]%	[0-5]%	[0-5]%	[0-5]%
Iberdrola	[0-5]%	[0-5]%	[0-5]%	[0-5]%	[0-5]%	[0-5]%
REN Trading	[40-50]%	[30-40]%	[20-30]%	[10-20]%	[10-20]%	[20-30]%
	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Das quais Hídricas	[40-50]3%	[50-60]%	[70-80]%	[80-90]%	[70-80]%	[60-70]%
Das quais Térmicas	[50-60]%	[40-50]%	[20-30]%	[10-20]%	[20-30]%	[30-40]%

Fonte: REN, tratamento AdC

180. A quota de mercado do grupo EDP está sujeita a alguma variabilidade, em resultado da evolução do peso da energia de origem renovável. Em períodos de menor hidraulicidade, como aconteceu em 2012, o peso das centrais térmicas aumenta e, conseqüentemente, aumenta o peso dos concorrentes da EDP (grupo ENEL e a REN Trading). Ainda assim, em 2012, o grupo EDP persistiu com uma posição muito destacada, fornecendo [60-70]% da banda secundária, mais de [50-60]% da reserva a subir e [60-70]% da reserva a descer.
181. Mesmo em anos com maior produção térmica, o grupo ENEL, outro acionista da ENEOP, tem uma quota reduzida (não mais que 1% na reserva terciária a subir ou a descer e 16% na banda secundária). Por outro lado, em 2013 e 2014, com o aumento da produção hidroelétrica, o grupo ENEL registou uma quota de mercado nula nos três serviços analisados. O grupo ENEL participa ainda no capital da Tejo Energia. Todavia a remuneração dessa central é determinada em CAE que é independente dos preços do mercado de serviços de sistema.
182. A entrada em funcionamento do mecanismo de troca de reservas entre os operadores de sistema de Portugal e Espanha – o projeto BALIT – permitiu a entrada de um novo operador em 2014. Todavia, a reserva oferecida em Portugal pelo operador de sistema Espanhol é raramente competitiva, sendo ativada com uma frequência muito reduzida. Nos primeiros 4 meses de 2014, a quota de mercado associada à reserva a subir vinda de Espanha, não foi além dos 6%, preservando a EDP uma quota muito significativa, de aproximadamente [70-80]%.

⁵⁵ Compromisso definido na Ccent. n.º 6/2008 - EDP/Activos EDIA (Pedrógão*Alqueva), com Decisão de 25 de junho de 2008.

Tabela 18 – Impacto das trocas de reserva entre Portugal e Espanha na quota de mercado da EDP na reserva a subir e na reserva a descer em 2014 e nos 4 primeiros meses de 2015

	2014		4 meses 2015	
	subir	descer	subir	descer
sem troca de reservas REN / REE	[80-90]%	[70-80]%	[80-90]%	[70-80]%
com troca de reservas REN / REE	[80-90]%	[70-80]%	[70-80]%	[70-80]%

Fonte: REN, tratamento AdC

183. No caso do grupo EDP, a presença simultânea na prestação de serviços de sistema (banda secundária e/ou reserva terciária) e na produção eólica poderá dar origem a hipotéticos comportamentos estratégicos, nomeadamente a alterações da produção de parques eólicos a adquirir à ENEOP em benefício dos serviços de sistema (efeito preço e efeito quantidade) prestados pelo grupo EDP.
184. Com efeito, conforme se demonstrou *supra* (vide parágrafos 140 a 147) a produção dos parques eólicos da ENEOP é controlável nos parâmetros previstos no protocolo celebrado entre a REN e a ENEOP 2. É possível que a controlabilidade dos ativos eólicos da ENEOP seja utilizada em proveito da empresa e não necessariamente em proveito do equilíbrio do sistema.
185. No caso do grupo EDP, esse efeito é tanto mais provável quanto a quota do mesmo é muito significativa nesses mercados. Um desvio de produção eólica promovido num parque da ENEOP será com uma probabilidade muito elevada corrigido por serviços de sistema prestados por centrais, hídricas ou térmicas, do grupo EDP.
186. É importante notar que esta possibilidade é agravada por via da presente operação de concentração, em que há uma passagem de controlo conjunto para exclusivo sobre os ativos a adquirir à ENEOP. Com efeito, embora o grupo EDP já controlasse, em conjunto com outros acionistas, os ativos a adquirir à ENEOP, na verdade, os incentivos da estrutura acionista da ENEOP iam no sentido de maximizar a produção dos ativos eólicos, evitando limitações da respetiva produção. De facto, a GENERG não participa nos mercados de serviços de sistema. Por outro lado, o grupo ENEL tem uma presença muito reduzida nesses mercados, sendo limitado o benefício que poderia retirar em serviços de sistema de uma alteração da produção dos parques eólicos da ENEOP.
187. A Notificante aponta que a procura de reserva deverá descer a prazo com a entrada em funcionamento do mercado intradiário em contínuo (por oposição às atuais 6 sessões intradiárias), previsto para o início de 2017. Segundo a Notificante, o funcionamento em contínuo permitirá o acréscimo de resolução de desvios produção/consumo no mercado intradiário, e assim a redução da necessidade de mobilização de reservas.
188. A este respeito importa notar que o calendário definido para a entrada em funcionamento do mercado intradiário em contínuo é indicativo, podendo existir atrasos na sua implementação. Por outro lado, a existir uma redução da reserva, mercado em que a Notificante tem maior poder de mercado, quando comparado com o mercado da produção, tal não reduzirá necessariamente os incentivos da Notificante em procurar utilizar as centrais eólicas para de forma lucrativa influenciar a procura de serviços de sistema.
189. Quanto ao potencial alargamento do mercado de reserva à escala ibérica – projeto TERRE – assente num modelo de colocação da capacidade de regulação em concorrência direta com a regulação de sistemas elétricos de outros países, importa notar que a existência de um calendário previsto para a sua entrada em funcionamento não fornece garantias que o mesmo venha a ser cumprido. Com efeito, observando o

Nota: indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato haja sido considerado como confidencial 46

histórico de adiamentos que a criação do MIBEL registou no passado, não há garantias de que não possam vir a ocorrer adiamentos no projeto em causa (vide parágrafo 83).

190. A Notificante aponta ainda que, no período entre 3 a 5 anos, a Endesa e a Iberdrola poderão construir novas centrais hidroelétricas em Portugal, com capacidade para prestar serviços de sistema, referindo que já foram emitidas licenças para a entrada dessas centrais e que a respetiva entrada em operação acontecerá até 2020.
191. Em relação à hipotética entrada de novos operadores com centrais hidroelétricas, importa relembrar que os calendários previstos estão sujeitos a imponderáveis, relacionados com a evolução do mercado ou da conjuntura económica, e nem sempre se cumprem. O mero facto de haver capacidade licenciada é insuficiente para que desse facto se extraia uma entrada provável. Importa ter em conta as condições económicas que podem permitir essa entrada, nomeadamente a evolução da procura, dos preços, da concorrência e do acesso a financiamento para suportar o elevado investimento inicial em nova capacidade.
192. No mercado nacional, o histórico de nova capacidade em regime ordinário habilitada a participar na oferta de serviços de sistema revela que existiram várias hipotéticas entradas que ainda não aconteceram – ciclos combinados a gás natural da Galp em Sines e da Iberdrola na Figueira da Foz – e que até à atualidade apenas se registou uma entrada efetiva, nomeadamente da central de ciclo combinado do Pego (Endesa). Esta central não foi, no entanto, praticamente utilizada nos dois últimos anos, em resultado da quebra de procura, do crescimento da produção em regime especial e do custo pouco competitivo das centrais a gás natural face às centrais a carvão.
193. Por último, importa notar aqueles que são os incentivos da Notificante nos mercados de serviços de sistema, e que levaram tanto a ERSE como a AdC⁵⁶ a emitir recomendações com incidência sobre o mercado de serviços de sistema. Tal como refere o Despacho n.º 4694/2014⁵⁷, do Gabinete do Secretário de Estado da Energia, a ERSE, ao abrigo das suas competências de supervisão e monitorização do mercado de serviços de sistema, constatou uma significativa subida dos preços no mercado de serviços de sistema, mormente no mercado de banda de regulação secundária, tendo comunicado esse facto ao membro do governo responsável pela área da energia e à Autoridade da Concorrência. Na sequência do relatório da ERSE, o Governo implementou um regime de preço máximo⁵⁸ no serviço de banda secundária.
194. Na tabela e figura seguintes é possível constatar o significativo aumento de preço verificado em 2012, e o aumento do custo com a aquisição de serviços de banda secundária, suportados pelos comercializadores e consumidores, que chega a superar os 114 milhões de Euros. Em 2014, o custo suportado pelos consumidores baixou para 54 milhões de Euros.

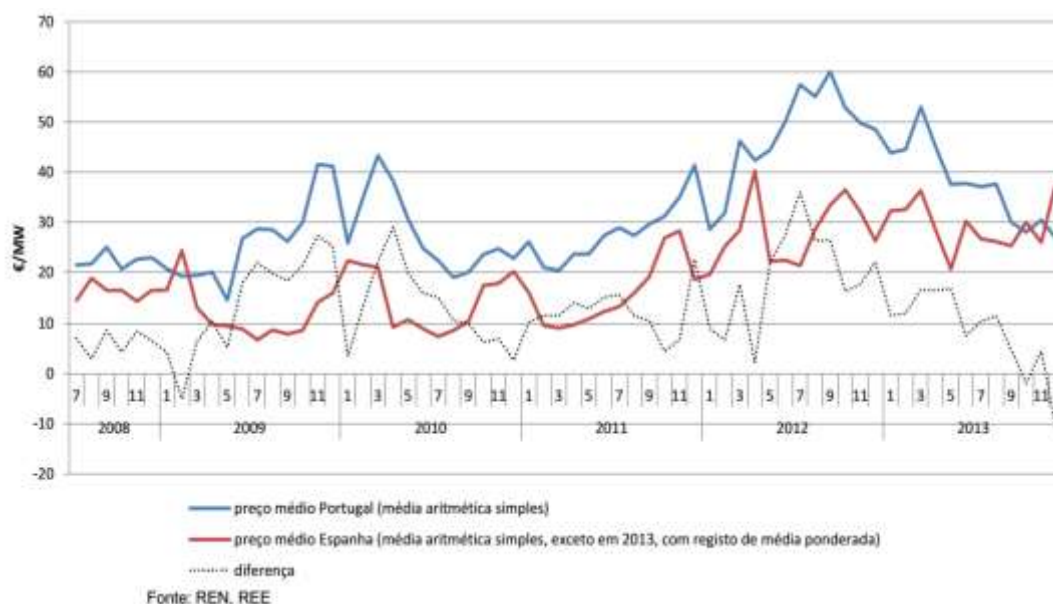
⁵⁶ Recomendação ao Governo, relativa ao Regime de Auxílios de Estado denominado por Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual, emitida pela AdC em 25 de novembro de 2013.

⁵⁷ Publicado em Diário da República, 2.ª série N.º 64, de 1 de abril de 2014.

⁵⁸ O artigo 3.º do Despacho n.º 4694/2014 refere que o preço médio trimestral da banda de regulação secundária auferido pelos produtores não pode exceder a média trimestral do preço do serviço equivalente em Espanha, conforme publicado pela *Red Eléctrica de España* e que, para efeitos de apuramento da média trimestral do preço do serviço equivalente em Espanha, as observações horárias verificadas em Espanha não podem ultrapassar em 20% (vinte por cento) o custo marginal estimado de produção de uma central de ciclo combinado a gás natural, conforme publicado mensalmente pela ERSE.

Tabela 19 – Estrutura de oferta dos mercados de reserva terciária a subir e a descer, em 2012, 2013 e 2014

	Banda total contratada (MW)	Volume de compras de banda (Euros)	Preço Médio (€/MW)
2008 (2º semestre)	579.897	13.363.182	23,0
2009	1.721.709	49.764.818	28,9
2010	2.534.873	68.957.817	27,2
2011	2.506.349	69.740.294	27,8
2012	2.436.667	114.198.763	46,9
2013	2.370.392	88.916.909	37,5
2014	2.237.381	54.980.916	24,6

Fonte: REN
Figura 15 – preço médio mensal da Banda Secundária em Portugal e Espanha entre 2008 e 2013

Fonte: REN, REE

195. A decisão de aplicar um regime de preço máximo é indissociável dos incentivos, do poder de mercado e do comportamento observado pela Notificante nos leilões de banda secundária durante 2012.
196. O regime de preço máximo cinge-se à banda secundária, não se aplicando à energia de reserva, seja esta secundária ou terciária, pelo que tal regime de preço máximo não afeta os incentivos da Notificante na energia secundária ou terciária.

Nota: indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato haja sido considerado como confidencial 48

I) Restrição da oferta dos parques eólicos em tempo real

197. A procura de serviços de sistema e em particular da reserva terciária a subir é significativamente inferior comparativamente ao mercado da produção. Em média, em 2014, a procura horária de reserva terciária a subir foi da ordem dos 163 MWh e a terciária a descer foi de 232 MWh. Pequenas variações da produção eólica são suscetíveis de produzir efeitos sensíveis no mercado de serviços de sistema.

Tabela 20 – reserva terciária média a subir e a descer em 2012, 2013 e 2014

	Reserva média a subir (MWh)	Reserva média a descer (MWh)
2012	173,5	272,1
2013	161,4	253,0
2014	163,4	232,1

Fonte: REN, tratamento AdC, a média calculou-se excluindo as horas em que não houve reserva a subir/descer

198. A redução em 1% da utilização anual dos aerogeradores a adquirir à ENEOP equivale a 5% da procura anual de energia de regulação a subir (energia secundária a subir mais reserva terciária a subir). Uma variação anual de 1% na utilização dos aerogeradores é normal em face da natureza estocástica da produção de origem eólica e dificilmente permitiria detetar um comportamento estratégico.

Tabela 21 – Disponibilidade e taxas de utilização em 2012, 2013 e 2014

	EDP Renewables		Parques a adquirir à ENEOP	
	Utilização	Disponibilidade	Utilização	Disponibilidade
2012	[20-30]	[90-100]	[20-30]	[90-100]
2013	[20-30]	[90-100]	[20-30]	[90-100]
2014	[30-40]	[90-100]	[20-30]	[90-100]

Fonte: Notificante, cálculos AdC

199. Uma redução em 1% da utilização anual dos aerogeradores a adquirir à ENEOP pode ser conseguida tanto por via de desligamentos, em tempo real, acionados remotamente

como por redução da energia produzida através dos mecanismos de controlo de potência.

Tabela 22 – Impacto da redução em 1% nas taxas de utilização dos parques eólicos sobre a procura de reserva terciária a subir em 2012, 2013 e 2014

	Energia Secundária a Subir (MWh)	Reserva a subir (MWh)	Total energia regulação a subir (MWh)	-1% taxa utilização parques a adquirir à ENEOP (MWh)	-1% taxa utilização EDP Renewables (MWh)	Total -1% taxa utilização eólica pós-concentração (MWh)	(4)/(3)	(5)/(3)	(6)/(3)
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(4)+(5)=(6)			
2012	459.677	636.601	1.096.278	53.716	54.330	108.046	4,90%	4,96%	9,86%
2013	443.498	575.479	1.018.977	53.716	54.330	108.046	5,27%	5,33%	10,60%
2014	416.964	595.322	1.012.285	53.716	54.330	108.046	5,31%	5,37%	10,67%

Fonte: REN, Notificante, cálculos AdC

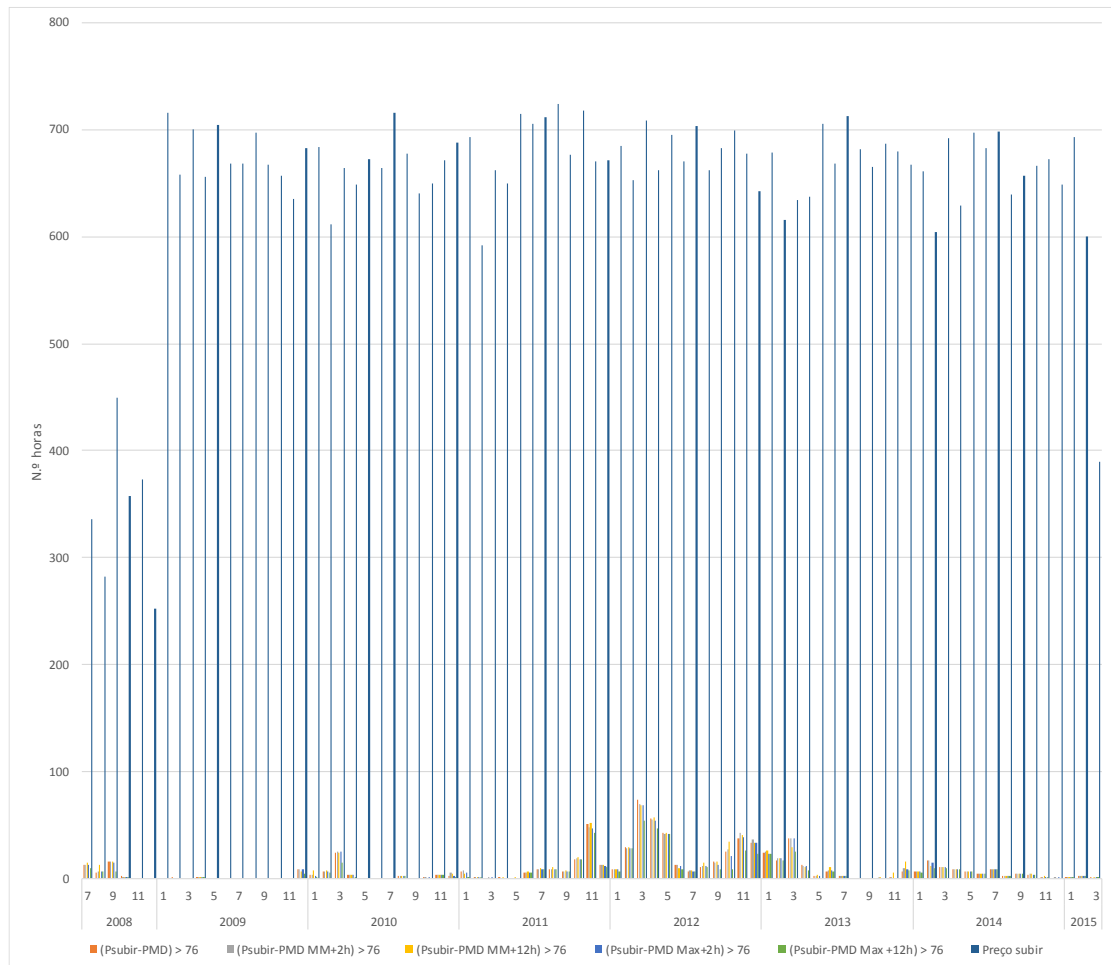
200. Face ao contexto prévio à operação de concentração, por via da aquisição dos parques eólicos à ENEOP, aumenta a capacidade em utilizar de forma estratégica a energia eólica. De facto, com uma variação de 1% da taxa de utilização dos respetivos aerogeradores no cenário pós-concentração, a Notificante estará em condições para aumentar até 10%, em média anual, a energia de regulação a subir.
201. Os aerogeradores da ENEOP serão os principais candidatos à utilização estratégica em virtude do menor custo de oportunidade em anos de menor produtividade eólica, a sua maior sofisticação de controlo remoto e a sua potência unitária ser mais elevada.
202. A taxa de disponibilidade dos parques eólicos da ENEOP é também mais elevada que a verificada nos parques da EDP. Uma redução de 1% na disponibilidade anual dos parques da ENEOP não **[CONFIDENCIAL- informação comercialmente sensível]**. Já no caso dos parques da EDP Renewables, a redução de 1% poderia **[CONFIDENCIAL- informação comercialmente sensível]**.
203. A capacidade dos parques a adquirir à ENEOP equivale a 613 MW, utilizada em média a **[20-30]**% em 2014, o que corresponde a uma produção média horária de **[150-200]** MWh. Em 2014, uma margem de erro de 10%, sobre a produção média dos parques da ENEOP, vale cerca de 10% da procura de reserva terciária a subir.
204. A potencialidade de determinar a paragem remota de aerogeradores, com impacte potencialmente significativo no mercado de serviços de sistema também não se afasta da margem típica de indisponibilidade. Por exemplo, para atingir uma imobilização de 8 MWh em tempo real – o que equivale a 5% da procura média de reserva terciária a subir -, bastariam 10 aerogeradores do modelo de 2,3 MW da ENEOP utilizados a 35% da sua potência máxima, o que equivale a **[0-5]**% do parque de aerogeradores pós-concentração ou cerca de **[0-5]**% dos aerogeradores da ENEOP, o que não se afasta da disponibilidade típica contratualmente garantida pelos fornecedores de manutenção dos aerogeradores.
205. Os benefícios de uma estratégia de restrição de oferta em tempo real da produção eólica poderiam advir de dois efeitos possíveis:
 - Efeito quantidade: Em tempo real, a redução de produção eólica terá uma resposta imediata por centrais em banda secundária - a EDP deteve uma quota

Nota: indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato 50 haja sido considerado como confidencial

de **[90-100]**% em 2014 nesse serviço - que fornecerão energia secundária, e uma resposta mais tardia, por decisão do gestor de sistema, com vista a repor a banda secundária utilizada, que dá a instrução a uma central em regime ordinário para fornecer energia terciária (a EDP deteve uma quota superior a **[70-80]**% em 2014 e nos primeiros 4 meses de 2015). O preço de venda da energia secundária e energia terciária são idênticos.

- Efeito preço: a subida da energia terciária tem um efeito no preço, que se deve ao facto de a curva de oferta da energia terciária ser crescente no preço. O efeito preço aplica-se a todas unidades de energia secundária e terciária vendidas.
206. Uma restrição de oferta eólica tem um custo de oportunidade, medido pelo preço da tarifa de venda da energia em regime especial ao CUR. Identicamente ao considerado no mercado da produção, pelas razões expostas nos parágrafos 133 a 148, os parques eólicos a adquirir à ENEOP, pelo menor preço de venda, em especial em anos de menor produtividade eólica, pela maior sofisticação de controlo e maior capacidade média, serão os principais candidatos a utilizar numa estratégia de restrição da oferta eólica.
207. O mecanismo de revisibilidade CMEC também não será uma limitação ao comportamento da Notificante, porque uma parte considerável da produção com capacidade de fornecer banda secundária (Alqueva e Douro internacional - Picote e Bemposta) e terciária estão em regime de mercado, sendo beneficiários de todos proveitos adicionais que consigam realizar em serviços de sistema. Acresce que a revisibilidade CMEC cessará no 2.º Semestre de 2017.
208. Para que existam incentivos a adotar o comportamento da restrição da oferta eólica, os benefícios da estratégia de restrição da produção eólica devem ser superiores ao respetivo custo de oportunidade, definido pela tarifa dos parques a adquirir à ENEOP.
209. O benefício marginal, i.e. a margem bruta na venda em serviços de sistema da produção em regime ordinário a subir, resulta da diferença entre o preço de venda dos serviços de sistema e os custos de prestação do serviço.
210. O efeito quantidade que se referiu poderá observar-se nas situações em que a margem preço-custo da prestação da reserva a subir (energia secundária e energia terciária) seja superior à tarifa de venda dos parques a adquirir à ENEOP.
211. No caso das centrais hidroelétricas, tal como referiu a Notificante em resposta a pedido de elementos, esse custo é essencialmente um custo de oportunidade, i.e. o custo da venda dessa mesma produção hidroelétrica noutro mercado. Conforme refere a Notificante, “[CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio].
212. Assim, para efeitos da análise custo-benefício de uma estratégia de restrição da oferta eólica em tempo real, o custo de oportunidade das centrais hidroelétricas foi estimado considerando o preço do mercado diário aferido em 5 critérios diferentes: (i) o preço do mercado diário na hora respetiva; a média do preço do mercado diário das duas horas seguintes; (ii) a média do preço do mercado diário das 12 horas seguintes; (iii) o máximo do preço do mercado diário das duas horas seguintes; (iv) e o máximo do preço do mercado diário das 12 horas seguintes.
213. Na figura seguinte identificam-se os períodos horários, numa base mensal, nos últimos 7 anos, em que o comportamento de substituição de produção eólica dos parques a adquirir à ENEOP por produção em regime ordinário em reserva a subir (secundária e terciária) seria lucrativo, i.e. os períodos em que a diferença entre o preço de venda da reserva a subir e o custo de oportunidade das centrais hidroelétricas foi superior a **[<80]** €/MWh (o valor da tarifa média dos parques a adquirir à ENEOP).

Figura 16: estimativa dos períodos horários com margem bruta das centrais hidroelétricas superior ao custo de restringir a produção eólica dos parques da ENEOP



Fonte: REN, tratamento AdC

214. Os elementos apurados permitem assim estabelecer o indício que poderá ser lucrativo restringir a produção eólica para a substituir por produção hidroelétrica em serviços de sistema. Por exemplo, no ano de 2012, em alguns meses, a percentagem de períodos horários em que seria compensador restringir a produção eólica rondou os 10% das horas em que o sistema necessitou de energia de reserva a subir.
215. No que respeita ao efeito preço, que acresce ao efeito quantidade acima descrito, pode ser compensador fazer descer produção eólica dos parques a adquirir à ENEOP, para promover uma subida de preço da energia terciária e secundária, para o que relevaria uma estimativa da elasticidade da oferta de energia terciária a subir. Esta análise não carece, no entanto, de ser realizada, atentos os compromissos assumidos pela Notificante, que afastam as preocupações que poderiam resultar da presente operação de concentração.
216. Em face do exposto, da presente operação de concentração poderia, na ausência de compromissos adequados, resultar o aumento do poder de mercado já significativo que o grupo EDP observava no contexto prévio à operação de concentração, nos mercados de banda secundária / energia secundária e de reserva terciária, a subir e a descer.
217. Os compromissos assumidos, como analisado adiante, são aptos a afastar as preocupações identificadas, na medida em que permitem detetar intervenções humanas

Nota: indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato 52 haja sido considerado como confidencial

de cariz estratégico, sem isentar de análise quaisquer indisponibilidades que pudessem estar compreendidas numa margem de erro de indisponibilidade típica (de cerca de 10%), que possam ter efeito sobre os mercados de serviços de sistema que, a verificarem-se, constituirão um incumprimento dos referidos compromissos.

II) **Utilização estratégica do sobreequipamento em tempo real**

218. Ainda no mercado de serviços de sistema, e conforme indiciado pela pronúncia da ERSE à consulta sobre o segundo pacote de compromissos (vide parágrafo 269 *infra*), a operação de concentração permitirá à EDP reforçar a sua capacidade para aumentar, de modo estratégico, em tempo real, a produção dos aerogeradores.
219. Os parques da ENEOP foram sobreequipados com uma potência de geração superior à potência de ligação à rede atribuída em sede de licenciamento.
220. O sobreequipamento permite aumentar a eficiência da utilização da capacidade de rede instalada e foi originalmente regulado no Decreto-Lei n.º 51/2010, de 20 de maio. Os parques eólicos podem ser sobreequipados até 20% acima da potência de injeção atribuída. No caso dos parques a adquirir à ENEOP o sobreequipamento corresponde a **[CONFIDENCIAL - Segredo de Negócio]**.
221. De acordo com a licença de produção, os parques eólicos não estão habilitados a ultrapassar a potência de ligação (vide Anexo 122 remetido pela Notificante).
222. A revisão verificada no regime do sobreequipamento, por via do Decreto-Lei n.º 94/2014, de 24 de junho, veio permitir aos produtores sobreequipados anteriormente à entrada em vigor do novo regime que ultrapassassem a potência de ligação à rede, recebendo, no entanto, uma remuneração nula pela energia adicional fornecida acima da capacidade de rede atribuída (vide o n.º 3 do artigo 17.º do Decreto-Lei n.º 94/2014).
223. A Notificante veio esclarecer que a ENEOP 2 e o Grupo EDP **[CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio]**.
224. Os parques a adquirir à ENEOP sobreequipados estão aptos a ser geridos remotamente, em tempo real, para aumentar a energia fornecida quando o vento sopra a velocidades médias superiores a **[CONFIDENCIAL - Segredo de Negócio]**, i.e. a velocidade a partir da qual se atinge a potência máxima, conquanto não existam instruções em contrário do Gestor Técnico Global do Sistema Elétrico (GTGS, função exercida pela REN). Conforme informação remetida pela Notificante, em geral, os elementos dos parques eólicos de ligação à rede não suscitam **[CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio]**.
225. **[CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio]** a injeção de energia adicional, remunerada nos termos da tarifa fixa, não atualizável, de 60 €/MWh aplicável à nova potência de sobreequipamento, nos termos do regime previsto no Decreto-Lei n.º 94/2014 (artigo 10.º) e na Portaria n.º 102/2015, como transmitido pela Notificante. Conforme se referiu supra, **[CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio]**.
226. Todavia, não é claro o regime remuneratório que se aplicará aos parques da ENEOP, nomeadamente se se tiver em conta o que dispõe o n.º 3 do artigo 17.º do Decreto-Lei n.º 94/2014, referente aos casos em que o centro eletroprodutor se encontre sobreequipado ou autorizado a sobreequipar ao abrigo do anterior regime (i.e. o previsto no artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 51/2010).

227. A eventual utilização estratégica do sobreequipamento estará em grande medida dependente do regime de remuneração que se aplique à energia entregue à rede que ultrapasse a potência de ligação atribuída.
228. Caso a energia fornecida acima da capacidade licenciada seja remunerada, como defende a Notificante, então as preocupações jusconcorrenciais não se verificam, na medida que a Notificante terá o incentivo geral a vender essa energia adicional, como aliás as acionistas atuais de controlo, exceto, pontualmente, quando possa ter um benefício na sua restrição.
229. Pelo contrário, caso a energia fornecida acima da capacidade licenciada tenha remuneração nula, a EDP terá a capacidade e os incentivos para utilizar o sobreequipamento dos parques a adquirir à ENEOP para aumentar pontual e estrategicamente, em tempo real, a procura de energia a descer (secundária a descer e terciária a descer), para assim provocar uma descida dos preços da reserva a descer (o preço da reserva a descer é um preço de recompra, de molde que a uma descida de preço da reserva a descer se associa uma subida dos lucros da EDP no fornecimento de serviços de sistema).
230. No cenário pré- operação, os atuais acionistas de controlo da ENEOP não teriam necessariamente um incentivo em produzir energia adicional quando esta remuneração fosse nula, podendo não permitir essa decisão. Esta situação altera-se, com a realização da operação de concentração, na medida em que o grupo EDP adquire controlo exclusivo sobre os ativos em causa.
231. Os compromissos propostos, como analisado adiante, são aptos a afastar as preocupações identificadas, na medida em que a Notificante assume o compromisso de maximizar a produção, incluindo potência adicional e o sobreequipamento, não deixando de injetar energia adicional na rede, independentemente de haver ou não remuneração da energia adicional, sendo este comportamento objeto de monitorização.

6.2.2 Mercado de distribuição de energia elétrica em Alta e Média tensão

232. A notificante é, na atividade de distribuição de energia elétrica em alta e média tensão, monopolista em Portugal Continental.
233. Parte dos parques eólicos da ENEOP e a adquirir pela Notificante encontram-se ligados à rede da Notificante, nomeadamente no caso dos parques dos Milagres, Maravilha 1, Maravilha 2, Vale de Galelos, Bairro, Serra do Barroso III, Bustelo, Cinfães, Serra do Leiranco e Vila Cova⁵⁹
234. Os incentivos da Notificante, nomeadamente no que respeita à gestão do acesso à rede desses ativos de produção, não se alteram por via da presente operação de concentração, já que a Notificante já tinha no passado interesses acionistas nesses ativos.

6.2.3 Mercado de comercialização de energia elétrica a clientes finais

235. Nas tabelas seguintes analisa-se a estrutura da oferta do mercado da comercialização de energia elétrica a clientes finais. O grupo EDP é o operador histórico, estando presente tanto por via da função de comercializador de último recurso, a EDP Serviço

⁵⁹ Vide Anexo 119 da Documentação enviada pela Notificante, respeitante ao Contrato de Prestação de Serviços de Telecondução, Despacho e Gestão Técnica – Centro de Despacho EDP Renováveis, entre EDPR PT – Promoção e Operação, S.A. e Eneop 2 – Exploração de parques eólicos, S.A.

Universal (EDP SU), como da EDP Comercial, entidade que dentro do grupo EDP comercializa a energia elétrica a clientes finais.

236. A EDP Comercial é o maior comercializador em regime livre em Portugal Continental, com uma posição mais destacada nos clientes domésticos. A EDP SU, atento o processo de extinção das tarifas reguladas, tem uma posição decrescente no tempo. Em dezembro de 2014, a EDP SU tinha ainda uma posição relevante no segmento doméstico. Nessa data, somadas as posições da EDP Comercial e da EDP SU, o grupo EDP forneceu **[80-90]**% do consumo doméstico em Portugal Continental.

Tabela 23 – Estrutura da oferta do fornecimento a Grandes consumidores e clientes Industriais, em Portugal Continental, em finais de 2012, 2013 e 2014

% do Consumo	Grandes consumidores			Industriais		
	dez-12	dez-13	dez-14	dez-12	dez-13	dez-14
CUR (inclui EDP SU)	2,8%	0,1%	0,0%	8,3%	5,1%	2,6%
EDP.Com	39,2%	35,1%	30,1%	29,9%	27,1%	26,9%
Endesa	20,8%	19,5%	25,3%	26,7%	27,3%	26,2%
Iberdrola	15,1%	18,2%	17,7%	27,1%	30,5%	27,4%
GN Fenosa	5,7%	6,6%	6,4%	3,5%	2,7%	3,0%
GALP	1,4%	6,1%	5,5%	4,2%	6,3%	8,0%
Fortia	15,0%	14,5%	14,6%	0,0%	0,0%	0,0%
Outros	0,0%	0,0%	0,5%	0,4%	1,0%	5,9%

Fonte: ERSE, tratamento AdC

Tabela 24 – Estrutura da oferta do fornecimento a Pequenos Negócios e a clientes Domésticos, em Portugal Continental, em finais de 2012, 2013 e 2014

% do Consumo	Peq. Negócios			Domésticos		
	dez-12	dez-13	dez-14	dez-12	dez-13	dez-14
CUR (inclui EDP SU)	23,1%	15,7%	9,1%	82,3%	59,5%	37,9%
EDP.Com	32,4%	39,1%	40,8%	14,6%	33,1%	50,5%
Endesa	15,6%	14,3%	17,4%	1,9%	2,5%	2,4%
Iberdrola	17,5%	18,6%	13,5%	0,4%	2,2%	2,9%
GN Fenosa	7,5%	6,5%	6,4%	0,0%	0,9%	2,2%
GALP	3,8%	5,8%	8,8%	0,8%	1,7%	3,0%
Fortia	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Outros	0,0%	0,0%	4,0%	0,0%	0,0%	1,0%

Fonte: ERSE, tratamento AdC

237. O CUR, sendo a EDP Serviço Universal o principal⁶⁰, é a entidade que compra a energia aos produtores em regime especial, entre os quais aos produtores PRE do próprio grupo EDP e também dos parques eólicos a adquirir à ENEOP; tem ainda uma posição destacada nos clientes domésticos, fornecendo cerca de 38% do consumo em final de 2014.

238. A energia que é vendida pelos produtores em regime especial é comprada pelo comercializador de último recurso, entidade que também opera nos mercados de

⁶⁰ Para além da EDP Serviço Universal atuam como CUR um conjunto reduzido de cooperativas elétricas, que representam um número residual de consumidores.

comercialização. Tal poderia, à partida, fazer presumir a afetação dos mercados de comercialização no âmbito da presente operação de concentração.

239. Todavia, de acordo com as disposições da ERSE em sede de regulamentação sectorial, a função de compra e venda da PRE é totalmente separada da função de comercialização a clientes finais.
240. Mesmo que o grupo EDP procurasse alterar o perfil de produção da energia em PRE vendida ao CUR, para retirar algum benefício na sua atividade de comercialização a clientes finais da EDP Comercial, nenhum efeito ocorreria sobre a atividade do CUR nos mercados retalhistas. Na verdade, pelas regras em aplicação, esse efeito ocorreria somente no mercado da produção, o qual já foi anteriormente analisado.
241. Assim, da presente operação de concentração não resultam entraves significativos a uma concorrência efetiva nos mercados de comercialização a clientes finais.

6.3 Conclusão da avaliação jusconcorrencial

242. Em face de todo o exposto, entende-se que a presente operação de concentração é suscetível de criar entraves significativos à concorrência efetiva, (i) no mercado da produção de energia elétrica, de dimensão geográfica correspondente a Portugal Continental nas horas em que existe congestionamento na interligação e, nas horas em que não existe congestionamento na interligação, de dimensão geográfica correspondente à Península Ibérica; bem como nos mercados relacionados, nomeadamente (ii) o mercado de regulação terciária a subir, em Portugal Continental, e (iii) o mercado de regulação terciária a descer, em Portugal Continental.
243. Não obstante, a Notificante apresentou um conjunto de compromissos que, como se verá, permite mitigar as preocupações jusconcorrenciais identificadas.

7 PARECER DO REGULADOR SETORIAL

244. Em 9 de março, a AdC solicitou à ERSE um parecer sobre a presente operação de concentração, ao abrigo do n.º 1 do artigo 55.º da Lei da Concorrência.
245. No parecer, de 26 de março, a ERSE pronunciou-se quanto à operação de concentração como notificada, incluindo os compromissos submetidos aquando da notificação e que vieram, posteriormente, a ser alterados.
246. Os compromissos apresentados com a notificação consistiam, sumariamente, no seguinte:
- a) Compromisso de não utilização estratégica dos ativos de geração eólica, nomeadamente de modo a obter benefícios de distorções concorrenciais que possam decorrer de imobilização dos centros electroprodutores em causa;
 - b) Compromisso de manter em condições de boa prática industrial a exploração dos ativos de geração eólica, nomeadamente no que diz respeito a condições de manutenção programada, fazendo coincidir estas com os termos técnicos dos fabricantes dos equipamentos e nos períodos de menor eolicidade;
 - c) Compromisso de fornecer informação para monitorização dos dois compromissos anteriores, com um relatório anual de caracterização da produção e um outro de periodicidade semestral que justifique as indisponibilidades dos ativos a adquirir sempre que as mesmas sejam superiores a **[CONFIDENCIAL - Segredo de Negócio]**.
247. A ERSE analisa a operação de concentração tendo em consideração a caracterização do grupo EDP, a tecnologia e fonte renovável em que operam os ativos objeto da

Nota: indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato 56 haja sido considerado como confidencial

transação e os efeitos potenciais que os mesmos têm na estrutura da oferta e no funcionamento do mercado da produção de energia elétrica.

248. A ERSE salienta que a operação de concentração em análise é marcada por se conferir à Notificante um aumento direto na proporção de ativos com elevado peso e repercussão, tanto na operação de sistema, como na gestão da própria interligação Portugal-Espanha e, nesse sentido, num mecanismo fundamental para o nível de integração do mercado ibérico. Acrescenta, ainda, a ERSE que esta circunstância é agravada pelo facto do grupo EDP deter a esmagadora parte dos ativos de produção em Portugal Continental e uma presença não despreciable no parque de geração em Espanha (incluindo a produção eólica).
249. Quanto às características da tecnologia e fonte renovável utilizada, *in casu*, o vento, a ERSE assinala o seguinte:
- O peso considerável da energia elétrica com origem em parques eólicos na satisfação do consumo é de cerca de 23% em média no triénio 2012-2014, mas oscilando significativamente, entre um mínimo de 0,7% e um máximo de 69%.
 - A intermitência e menor previsibilidade do recurso eólico, que aumenta as necessidades de reserva que é utilizada para compensar a volatilidade da produção eólica, necessidades essas que são satisfeitas com recurso ao mercado de serviços de sistema pelo operador de sistema;
 - A correlação negativa entre a produção eólica total e a capacidade de importação, que se deve à restrição que é imposta pelo operador de sistema sobre a importação para permitir a entrada de produção despachável em Portugal e assim assegurar as necessidades de reserva nos períodos de maior produção eólica;
 - O sincronismo na produção eólica em Portugal e em Espanha – quando o recurso vento é abundante num país, também o é no outro – limita a capacidade de apoio mútuo entre os dois sistemas elétricos na gestão de reserva nos períodos em que a produção eólica é mais intensa. Nomeadamente, limita o apoio através do mecanismo de troca de reservas entre os dois operadores de sistema ibéricos (projeto *Balancing Inter TSO*) no mercado de serviços de sistema;
 - A importância que a produção eólica tem na formação do preço do mercado grossista. Sendo a produção eólica colocada em mercado à vista a preço tomador (oferta instrumental a preço nulo), esta acaba por ter um efeito sobre a dimensão da oferta residual que é assegurada por outras tecnologias.
250. A ERSE assinala que, em virtude da operação de concentração em apreço, o Grupo EDP aumentará o seu peso específico na produção eólica, passando a deter uma capacidade instalada em recursos eólicos de **[20-30]**% do total nacional, com potencial para fornecer, em média, cerca de **[0-10]**% do consumo nacional e em situações de produção mais elevada até **[10-20]**% desse referencial.
251. A ERSE considerou o impacto potencial cumulativo dos ativos detidos pelo grupo EDP e aqueles a adquirir à ENEOP, utilizando para o efeito a produção média dos parques eólicos em análise e tendo em conta um potencial ganho de eficiência na exploração dos parques da ENEOP pela Notificante.
252. Segundo a estimativa da ERSE, a produção média combinada dos parques eólicos do grupo EDP e dos ativos a adquirir à ENEOP tem um efeito médio sobre os preços no mercado à vista nacional da ordem dos 2 €/MWh em 2014. Caso essa produção deixasse de existir, o preço médio deveria correspondentemente subir 2 €/MWh – uma subida de cerca de 5% face ao preço médio de mercado em Portugal em 2014.

253. Conclui, assim, a ERSE que a operação dos ativos envolvidos nesta operação de concentração, quando conjugada com os ativos já detidos pela Notificante, confere a esta uma real possibilidade de afetar, através de comportamento estratégico da oferta, a formação do preço no mercado diário do MIBEL para a área portuguesa.
254. A ERSE considera que estes compromissos submetidos aquando da notificação correspondem a um comportamento esperado de todos os agentes que pautem a sua atuação por boa prática industrial e por um comportamento de mercado pró-concorrencial. A monitorização dos compromissos, segundo a ERSE, concentra-se nas circunstâncias em que mais provavelmente o comportamento do agente pode afetar as condições de exploração dos ativos e, por conseguinte, afetar o equilíbrio concorrencial do mercado.
255. A ERSE faz ainda notar que os valores dos indicadores propostos correspondem a indicadores médios de atuação, os quais podem não explicitar períodos em que ocorram distorções na atuação do agente que sejam compensados em outros períodos do ano.
256. Por outro lado, de acordo com a ERSE, o relatório semestral proposto nos compromissos apenas oferece reporte de indisponibilidades para os ativos objeto da presente operação de concentração e para situações em que a indisponibilidade abrange **[CONFIDENCIAL - Segredo de Negócio]** capacidade instalada ou **[CONFIDENCIAL - Segredo de Negócio]** MW. Entende a ERSE que o limiar dos **[CONFIDENCIAL - Segredo de Negócio]** MW apenas se aplicaria a um dos parques eólicos, pelo que o compromisso correspondente ao relatório semestral apenas em situações limite será previsível e exigível..
257. A ERSE conclui também que os compromissos se encontram desajustados ou desfasados do quadro legal e regulamentar, nomeadamente do Regulamento (UE) n.º 1227/2011, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2011, relativo à integridade e à transparência nos mercados de energia elétrica (“REMIT”). Em particular, no que se refere às regras relativas à publicação de informação de disponibilidade dos equipamentos geradores, que obrigam a divulgação de informação relevante de mercado, nomeadamente as indisponibilidades programadas e não programadas, com caráter prévio ou em tempo útil, de modo a evitar o abuso de informação privilegiada.
258. Em face do exposto, a ERSE considera que os compromissos são insuficientes em face dos efeitos que podem decorrer do potencial de utilização estratégica dos ativos integrados na carteira da Notificante, sejam eles os de geração eólica já por si detidos, como os que se pretende adquirir com a presente operação, seja ainda os restantes ativos de produção que integram a carteira do grupo económico em que se insere a Notificante.
259. Por considerar que a operação de concentração tem impactos muito negativos no sistema, a ERSE entende que, para a sua minimização, a AdC deverá garantir as seguintes medidas:
- (1) O grupo económico em que se integra a Notificante deverá promover, através de mecanismo aberto de mercado, e mediante regras a estabelecer em conjunto pela AdC e pela ERSE, a cessão de controlo de capacidade efetiva de produção de eletricidade equivalente à que agora se pretende integrar no conjunto de ativos detidos em controlo exclusivo pela Notificante;
 - (2) Para efeitos da concretização do número anterior, considera-se como capacidade de produção equivalente um valor de produtividade média anual nunca inferior a 168 MW em carga base (todas as horas do ano), depois de aplicado o fator de

utilização média da tecnologia correspondente, apurado pela ERSE para o triénio de 2012 a 2014;

- (3) Ainda para efeitos de concretização do número 1, a capacidade de produção objeto de cessão deverá estar integrada em regime de mercado, não podendo beneficiar de qualquer mecanismo de garantia de retribuição ou do regime CMEC, e devendo estar dotada de equipamentos que permitam a sua participação em mercado de serviços de sistema, designadamente com possibilidade de telerregulação;
 - (4) A Notificante deverá, com carácter prévio à concretização da operação, identificar, em relatório dirigido à AdC e à ERSE, a totalidade dos ativos de geração eólica sobre os quais exerce controlo exclusivo, identificando os mesmos através do respetivo código do ponto de entrega (CPE);
 - (5) A Notificante deverá, com carácter prévio à concretização da operação, identificar, em relatório dirigido à AdC e à ERSE, a totalidade dos ativos de geração eólica sobre os quais exerce controlo partilhado, identificando os mesmos através do respetivo código do ponto de entrega (CPE), bem como a respetiva quota de participação nos ativos em causa;
 - (6) A Notificante deverá, através da plataforma de transparência prevista nos termos do Regulamento (UE) n.º 1227/2011, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2011, informar o mercado das indisponibilidades, programadas ou fortuitas, de cada um dos ativos sobre os quais exerça controlo exclusivo ou maioritário, e sempre que a capacidade indisponível for igual ou superior a 10 MW.
260. A ERSE foi novamente consultada, na sequência da revisão de compromissos, a par da realização do teste de mercado ao segundo pacote de compromissos que se explicitará na secção 8.3.

8 COMPROMISSOS

8.1 Compromissos apresentados no decurso da instrução – teste de mercado

261. Em 22 de maio de 2015, a Notificante entendeu rever os compromissos apresentados aquando da notificação, tendo submetido um conjunto adicional de compromissos, de natureza comportamental, com incidência sobre os ativos a adquirir à ENEOP, com possibilidade de Monitorização por um mandatário independente e com um prazo de duração de cinco anos ou em alternativa um prazo dependente da ocorrência de algum acontecimento que a AdC considerasse relevante e que mitigasse as preocupações jusconcorrenciais.
262. Esta proposta foi substituída em 22 de junho de 2015 por um segundo pacote de compromissos, que a AdC entendeu submeter a teste de mercado, como se descreverá. Este pacote de compromissos foi ainda revisto pela Notificante, tendo apresentado um documento final de compromissos a 5 de agosto de 2015.
263. O segundo pacote de compromissos de 22 de junho de 2015, sujeito a teste de mercado, alarga o âmbito do compromisso comportamental aos ativos eólicos da EDP Renewables prévios à operação de concentração, desenvolve os critérios de aplicação do compromisso comportamental, prevendo ainda uma condição de desinvestimento no caso de não nomeação atempada do mandatário de monitorização.
264. Os Compromissos e Obrigações propostos pela Notificante no segundo pacote de compromissos são os seguintes:

Compromissos

Nota: indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato 59 haja sido considerado como confidencial

1.º Compromisso: Não utilização estratégica dos ativos a adquirir e de todo o Parque Eólico da EDP

- A EDP Renewables obriga-se a maximizar a produção e a não utilizar estrategicamente os ativos de geração eólica a adquirir bem como de todo o Parque Eólico da EDP, designadamente através da indução de immobilizações (totais, parciais ou de redução de produção), com vista a obter hipotéticos benefícios através da distorção das práticas competitivas no mercado.
- Excetuam-se do parágrafo anterior immobilizações (totais, parciais ou de redução de produção) por motivo de manutenção ou outros tecnicamente necessários, justificáveis e verificáveis. Especificam-se as immobilizações dos aerogeradores que podem ocorrer. Todas as paragens, automáticas ou manuais, locais ou remotas, ficam registadas na base de dados, com identificação de quem as efetuou. Por outro lado, para além das manobras e das medidas de potência, corrente, e de tensão, que ficam registadas na base de dados, também os registos de contagem de energia ficam gravados num sistema autónomo e independente da base de dados, transmitidos em tempo real para a REN, e que poderão também ser consultados pelo Mandatário de Monitorização.
- Considera-se existir incumprimento do compromisso caso se verifique qualquer immobilização (total, parcial ou de redução de produção) devido a intervenção humana, remota ou local, não desencadeada automaticamente pelo sistema e que resulte de um comportamento voluntário e intencional da Notificante, e que não possa ser justificado por razões de manutenção, motivo técnico ou causa de força maior, designadamente os especificados nos §§ 9, 10 e 11 do Documento de Compromissos.

2.º Compromisso: Manutenção da maximização da disponibilidade para produzir do Parque Eólico da EDP e do Parque Eólico a adquirir

- A Notificante obriga-se a manter maximizada a disponibilidade para produzir do Parque Eólico da EDP e do Parque Eólico a adquirir, pelo que cumprirá o seguinte conjunto de princípios:
 - a) Realização de immobilizações para manutenção preventiva dos parques eólicos apenas com o propósito de manter os parques em ótimas condições de exploração e segurança;
 - b) Programação e manutenção dos parques eólicos com base nos manuais de manutenção dos equipamentos, entregues pelos fornecedores/fabricantes, respeitando as regras da boa prática industrial;
 - c) Realização de manutenções preventivas em condições climáticas favoráveis (períodos sem vento ou com vento suave, com velocidade não superior a [**<10**] m/s para trabalhos no exterior, e [**<30**] m/s para trabalhos no interior do aerogerador), como objetivo de permitir a sua realização em condições de segurança adequadas e não superior a [**<10**] m/s para minimizar as perdas de produção de energia dos parques;
 - d) Realização de manutenções por períodos não superiores, em regra, a [**<10**] horas por aerogerador, para os casos das manutenções preventivas sistemáticas de lubrificações e inspeções visuais, e [**5-20**] horas para as elétricas e mecânica, salvo motivo técnico devidamente registado e justificado, reiterando-se que as operações de manutenção estão previamente programadas e respeitam os manuais de procedimentos dos fabricantes.

Obrigações

Nota: indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato 60 haja sido considerado como confidencial

- (i) Envio dos registos da velocidade média do vento e da potência média registada por cada aerogerador.
- (ii) Envio de planos mensais e anuais de Manutenção.
- (iii) Envio dos registos de alarmística por aerogerador. Estes dados incluem a totalidade dos alarmes gerados e permitem a verificação, relativamente a cada aerogerador, de todas as instruções que foram dadas relativamente à operação do ativo em causa e bem assim, de todas as outras ocorrências resultantes da operação desse ativo que constam do sistema de alarmística do equipamento qualquer alteração efetuada aos dados originais fica registado no sistema, incluindo a identificação da pessoa que a efetuou (através de *username* e *password*).
- (iv) Contratação de um Mandatário de Monitorização.
- (v) Obrigação de manutenção da monitorização já decorrente dos contratos celebrados, e em vigor
- (vi) Duração dos Compromissos: **[2-5]**. Findo o prazo de **[2-5]**, a EDP propõe que a AdC reaprecie a necessidade de manutenção dos Compromissos, podendo concluir-se pela necessidade de novo prazo de **[2-5]** (vii) A reapreciação da necessidade de manutenção dos Compromissos poderia igualmente ocorrer, por solicitação da Notificante, e independentemente do decurso do prazo de **[2-5]** previsto, no momento em que:
 - a) Entrasse em funcionamento o mercado intradiário em contínuo⁶¹.
 - b) O aprofundamento da dimensão geográfica do mercado comum de serviços de sistema com a implementação do Projeto TERRE.⁶²
 - c) Entrada de novas empresas ou de novas centrais hídricas com capacidade de prestação de serviços de sistema, nomeadamente por parte de concorrentes do Grupo EDP, com capacidade mínima instalada de **[75-150]** MW.
 - d) Caso os ativos a adquirir passem novamente a ser controlados conjuntamente

Nestes casos, se após a reapreciação dos compromissos se concluir pela subsistência de problemas de concorrência que motivam os presentes compromissos, a EDP assumiria o compromisso de proceder à alienação de controlo prevista na alínea anterior, em moldes e prazos a aprovar pela AdC nos **[<6]** meses subsequentes ao termo do prazo inicial de **[2-5]** previsto, mantendo-se o Mandatário de Monitorização em funções até ao efetivo desinvestimento.

Seleção do Mandatário de Monitorização

- (i) A EDP enviou um **[CONFIDENCIAL]**.
- (ii) O texto dos compromissos salvaguarda a possibilidade de o compromisso comportamental não se aplicar caso, decorridos **[<6]** meses contados da data da Decisão, a AdC não tiver aprovado um Mandatário de Monitorização que

⁶¹ A entrada em funcionamento do mercado intradiário em contínuo (por oposição às atuais 6 sessões diárias de negociação), a qual está prevista para o início de 2017, aproximando a negociação do tempo real, permitirá o acréscimo da resolução de desvios de produção/consumo no mercado intradiário, e a consequente redução da necessidade de mobilização de reservas, em particular de terciária.

⁶² Os operadores de sistema têm em preparação o projeto «TERRE», que consiste num aprofundamento do BALIT, com entrada prevista para 2017. O projeto TERRE consistirá num mercado de troca de reservas terciárias entre operadores de sistema, abrangendo todas as reservas disponíveis oferecidas pelas empresas nos vários países, e com um algoritmo comum designado por CMO (*Common Merit Order*), que vai permitir selecionar as reservas mais baratas disponíveis, tendo em conta a interligação disponível, funcionando como um *market coupling* do sistema de reservas.

preencha os requisitos definidos. Nessa situação, a Notificante compromete-se – subsidiariamente – a realizar a alienação de parte do capital da Nova SPV-Sociedade Gestora de Parques Eólicos a uma entidade ou grupo de entidades que deterá controlo conjunto para efeitos do RJC, no prazo de [**<12**] meses.

8.2 Da consulta a terceiros operadores de mercado ao segundo pacote de compromissos, de 22 de junho de 2015

265. Em 1 de julho de 2015, a AdC enviou convite a um conjunto de 14 entidades, incluindo comercializadores de energia elétrica, produtores em regime ordinário e o gestor do sistema elétrico, a pronunciarem-se sobre os compromissos propostos pela Notificante, com base na versão não confidencial dos mesmos. No âmbito dessa consulta responderam 4 entidades das 14 consultadas, sendo nomeadamente:

- a. A Endesa (grupo ENEL), que referiu que os compromissos “parecem responder adequadamente às preocupações levantadas relativamente a um eventual aproveitamento em mercado da gestão dos activos em causa.”
- b. A REN Trading, que adiantou que “nada tem a observar sobre o conteúdo e alcance dos mesmos”.
- c. A EDP Serviço Universal, que “considera que a operação em causa não criará obstáculos ou entraves à concorrência, nem afetará a atividade desta empresa enquanto agregador da produção em regime especial ou como comercializador”.
- d. A REN (gestor de sistema), que considera que “os referidos compromissos permitirão assegurar os objetivos expressos”; a REN confirma que “dispõe de registos de contagem de todos os parques sendo por isso assegurado o registo de produção de cada parque por fonte independente da Notificante.” A REN considera que a entrada em funcionamento do mercado intradiário contínuo e a implementação do projeto TERRE “podem vir a contribuir para a redução da necessidade de mobilização de reservas e aumento da liquidez do mercado”. Todavia, entende “que a apreciação do impacte destes projetos sobre a necessidade de manutenção do pacote de compromissos agora apresentado deverá ser feito aquando da sua entrada em funcionamento dado que há aspetos relativos ao seu desenho e implementação que ainda não estão definidos.”

266. Por conseguinte, concluiu-se do teste de mercado que:

- a. Nenhuma entidade apresentou observações desfavoráveis aos compromissos.
- b. Todavia, acessoriamente regista-se que a REN, a entidade independente a que compete a gestão do sistema, reserva a avaliação do impacte do mercado intradiário contínuo e da implementação do projeto TERRE para o momento em que esses desenvolvimentos de mercado ocorram.

8.3 Da consulta à ERSE ao segundo pacote de compromissos, de 22 de junho de 2015

267. Em 1 de julho de 2015, a AdC convidou igualmente a ERSE a pronunciar-se sobre o segundo pacote de compromissos.

268. Na sua pronúncia, a ERSE salienta que os compromissos reiteram o modelo previsto nos compromissos iniciais, com reforço da sua execução, nomeadamente quanto ao que se refere ao comprometimento de se abster de práticas de retenção de capacidade por parte dos ativos envolvidos na operação de concentração.

Nota: indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato 62 haja sido considerado como confidencial

269. A ERSE alerta para o facto de o compromisso “parece[r] partir da presunção que apenas a retenção de capacidade confere à notificante possibilidades de utilização estratégica dos ativos”. E, adianta que “a produção reiterada acima das programações previstas, geram igualmente necessidades de serviços de sistema (reserva a baixar de centros eletroprodutores despachados em mercado), os quais podem gerar valor adicional numa gestão em carteira dos ativos de produção.”
270. A ERSE entende, em concreto, que “a formulação dos compromissos para a presente operação de concentração, deveria assegurar que:
- A notificante deverá abster-se de comportamentos estratégicos com os ativos de produção eólica, compromisso esse que deverá ser aplicável a todos os ativos deste tipo por si controlados total ou parcialmente;
 - A mandatária de monitorização proposta pela notificante, uma vez selecionada, deverá remeter os seus relatórios de acompanhamento dos compromissos à AdC e à ERSE, acompanhados da informação de suporte aos mesmos;
 - A AdC, por sua iniciativa, ou mediante notificação pela ERSE, deverá poder suscitar a todo o tempo a revisão dos compromissos adotados no âmbito desta operação de concentração, revisão essa que poderá determinar a alienação do controlo dos ativos em causa, sempre que subsistam problemas concorrenciais associados a esta operação e detetados no quadro do acompanhamento dos compromissos ou da monitorização de mercado”.

8.4 Proposta final de compromissos – revisão de 5 de agosto de 2015

271. Na sequência do teste de mercado aos compromissos, a Notificante apresentou, em 5 de agosto de 2015, uma revisão do segundo pacote de compromissos, que constitui a sua proposta final de compromissos no presente procedimento.
272. Os compromissos finais apresentados consistem, sumariamente, no seguinte:

1.º Compromisso: Não utilização estratégica dos activos a adquirir e de todo o Parque Eólico da EDP

273. A EDP Renewables obriga-se a maximizar a produção e a não utilizar estrategicamente os Parques eólicos a adquirir (no âmbito desta operação de concentração) e o Parque Eólico da EDP, designadamente através da indução de imobilizações (totais, parciais ou de redução de produção), com vista a obter hipotéticos benefícios através da distorção das práticas competitivas no mercado.
274. Encontram-se excecionadas as imobilizações (totais, parciais ou de redução de produção) por motivo de manutenção ou outros tecnicamente necessários, justificáveis e verificáveis, prevendo o documento de compromissos as possíveis situações em que as imobilizações podem ocorrer.
275. Preveem ainda os compromissos que toda a intervenção humana gera um “estado” e fica devidamente registada no sistema. Ficam igualmente registadas na base de dados todas as paragens, automáticas ou manuais, locais ou remotas, com identificação de quem as efetuou.
276. A Notificante obriga-se também a maximizar sempre a produção, incluindo a potência adicional e o sobreequipamento, não deixando de produzir e de injetar energia adicional na rede, independentemente do regime de remuneração aplicável.
277. Constitui incumprimento do compromisso a verificação de qualquer utilização estratégica dos parques eólicos para obtenção de benefícios através da distorção da

concorrência, nomeadamente em caso de imobilização (total, parcial ou de redução de produção) devido a intervenção humana, remota ou local, não desencadeada automaticamente pelo sistema e que resulte de um comportamento da Notificante, e que não possa ser justificado por razões de manutenção, motivo técnico ou causa de força maior, nomeadamente na sequência de constatação pelo Mandatário do Monitorização, após ser ouvida a Notificante.

278. Nos casos em que deva ocorrer o Desinvestimento dos Activos a adquirir, constitui incumprimento do compromisso a não celebração do Contrato de Alienação e a não realização da alienação nos prazos previstos nos presentes Compromissos.

2.º Compromisso: Manutenção da maximização da disponibilidade para produzir do Parque Eólico da EDP e do Parque Eólico a adquirir

279. A Notificante obriga-se a manter maximizada quer a disponibilidade para produzir quer a produção do Parque Eólico da EDP e dos Parques eólicos a adquirir, pelo que cumprirá o seguinte conjunto de princípios:

- (i) Realização de imobilizações para manutenção preventiva dos parques eólicos apenas com o propósito de manter os parques em ótimas condições de exploração e segurança;
- (ii) Programação e manutenção dos parques eólicos com base nos manuais de manutenção dos equipamentos, entregues pelos fornecedores/fabricantes, respeitando as regras da boa prática industrial;
- (iii) Realização de manutenções preventivas em condições climatéricas favoráveis (períodos sem vento ou com vento suave, com velocidade não superior a [**<10**] m/s para trabalhos no exterior, e [**<30**] m/s para trabalhos no interior do aerogerador), com o objetivo de permitir a sua realização em condições de segurança adequadas e não superior a [**<10**] m/s para minimizar as perdas de produção de energia dos parques;
- (iv) Realização de manutenções por períodos não superiores, em regra, a [**<10**] horas por aerogerador, para os casos das manutenções preventivas sistemáticas de lubrificações e inspecções visuais, e [**5-20**] horas para as eléctricas e mecânica, salvo motivo técnico devidamente registado e justificado, reiterando-se que as operações de manutenção estão previamente programadas e respeitam os manuais de procedimentos dos fabricantes.

Contratação de Mandatário de Monitorização

280. A Notificante compromete-se a proceder à contratação de um Mandatário de Monitorização que, com garantias de independência, capacidade técnica e dotado dos meios técnicos e humanos disponíveis, acompanhe e fiscalize o cumprimento dos compromissos, designadamente através da análise da informação resultante da alarmística, ou de outra que se afigure relevante, e da produção de um relatório periódico anual relativo à execução dos mesmos.
281. O Mandatário de Monitorização, previamente aprovado pela AdC, possuirá as necessárias qualificações e experiência para exercer o mandato e não terá qualquer conflito de interesses, designadamente com o Grupo EDP, nos termos definidos no documento de compromissos, em período anterior, durante o exercício do mandato e por um período posterior à cessação de funções.
282. Será garantido, a todo o tempo, o acesso direto e permanente pelo Mandatário de Monitorização, local ou remoto, sem intervenção da Notificante, às bases de dados,

Nota: indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato 64 haja sido considerado como confidencial

permitindo não apenas a recolha direta da informação original, como também verificar a fiabilidade e integridade da informação em causa. Competirá ao Mandatário de Monitorização definir a metodologia que considere adequada e necessária para o cumprimento das suas obrigações.

283. A atividade do Mandatário de Monitorização abrange todo o Parque Eólico da EDP e os Parques eólicos a adquirir no âmbito da presente operação de concentração, incluindo a potência adicional e o sobreequipamento e a verificação da disponibilidade para produzir e produção associada a essa potência adicional.
284. Compete assim, em síntese, ao Mandatário de Monitorização:
- Analisar toda a informação compreendida no âmbito das obrigações de envio dos registos da velocidade média do vento e da potência média registada e, bem assim, de envio dos registos de alarmística por aerogerador;
 - Analisar todas as incidências em que exista intervenção humana para verificar se são ou não justificáveis do ponto de vista técnico, captando todos os desvios à curva de potência, mesmo os inferiores a 10%, mas limitando-os às situações em que ocorreu intervenção humana;
 - Avaliar a razoabilidade dessas incidências;
 - Caso se detetem ocorrências cuja justificação não se encontre no âmbito técnico da operação e manutenção dos ativos em causa, a EDP Renewables compromete-se a fornecer toda a informação sobre a sua atuação no âmbito do mercado da reserva terciária;
 - Emitir um relatório anual sobre o cumprimento dos Compromissos, sem prejuízo do reporte imediato à AdC de quaisquer ocorrências que não pareçam justificadas, após audição da Notificante.
285. Os compromissos apresentados só permitem a implementação da operação de concentração após a AdC verificar a existência de um mandatário viável para a monitorização do compromisso comportamental, e garantem que o compromisso comportamental é **[CONFIDENCIAL]** caso a AdC não identifique um Mandatário adequado até **[1-6]** meses após a presente decisão (sem contabilizar os períodos de apreciação da AdC).
286. Nos termos dos compromissos, o relatório anual produzido pelo Mandatário de Monitorização, bem como qualquer outra informação resultante do cumprimento dos Compromissos, poderão ser transmitidos à ERSE.

Da duração dos compromissos e o desinvestimento dos ativos a adquirir

287. Findo o prazo de **[2-5]** anos da data de decisão da AdC, a Notificante propõe a reapreciação dos compromissos e que, mantendo-se as preocupações jusconcorrenciais que estão na base dos presentes compromissos, a AdC possa, ouvida a Notificante, determinar o Desinvestimento dos Ativos a adquirir ou, excecionalmente, a prorrogação do prazo de duração dos compromissos por **[1-4]** anos adicionais.
288. No final do prazo de prorrogação de **[1-4]** anos referido no ponto anterior, a Notificante propõe que a AdC possa, ouvida a Notificante, declarar a cessação dos compromissos ou, mantendo-se as preocupações jusconcorrenciais que estão na base dos presentes compromissos, determinar o Desinvestimento dos Activos a adquirir.
289. A Notificante propõe ainda que a reapreciação dos Compromissos possa ter lugar a todo o tempo no caso de se verificar algum dos eventos previstos: entrada em funcionamento o mercado intradiário em contínuo; aprofundamento da dimensão geográfica do

Nota: indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato 65 haja sido considerado como confidencial

mercado comum de serviços de sistema, com a implementação do Projecto TERRE; entrada de novas empresas ou de novas centrais hídricas com capacidade de prestação de serviços de sistema, nomeadamente por parte de concorrentes do Grupo EDP, com capacidade mínima instalada de [75-150] MW.

290. Na sequência da reapreciação prevista no ponto anterior, a AdC pode, determinar, ouvida a Notificante, a cessação dos Compromissos ou, mantendo-se as preocupações jusconcorrenciais que estão na base dos presentes compromissos, a sua manutenção pelo prazo remanescente.
291. A AdC pode ainda reapreciar os Compromissos a todo o tempo, após a receção do relatório anual elaborado pelo Mandatário de Monitorização ou de qualquer reporte do mandatário ou ainda no caso de o Mandatário de Monitorização manifestar expressamente a sua incapacidade para o desempenho das funções que lhe são cometidas.
292. Na sequência desta reapreciação, a AdC pode determinar o desinvestimento dos ativos a adquirir, quando a monitorização prevista nos Compromissos se revele inadequada a garantir a maximização da produção e a não utilização estratégica dos Parques eólicos a adquirir (no âmbito desta operação de concentração) e do Parque Eólico da EDP.
293. O desinvestimento dos ativos a adquirir, como proposto pela Notificante, consistirá na alteração do tipo de controlo sobre os ativos a adquirir, de controlo exclusivo para controlo conjunto detido pelo Grupo EDP e por uma ou mais empresas, nos termos e para os efeitos do RJC, a concretizar no prazo máximo de [6-10] meses, acrescido das suspensões que devam ter lugar para apreciação das minutas de contrato de alienação pela AdC e/ou de eventual operação de concentração pela AdC e/ou por outras autoridades de concorrência.
294. Nos termos dos compromissos propostos, e contrato de alienação e o(s) adquirente(s) de controlo conjunto devem ser previamente aprovados pela AdC.
295. O(s) adquirente(s) de controlo conjunto deve(m) ser independente(s) da Notificante e das empresas que integrem a mesma unidade económica nos termos do n.º 2 do artigo 3.º do RJC e a alienação não deve ser susceptível de criar, *prima facie*, preocupações concorrenciais nem preocupações quanto à implementação do Contrato de Alienação.

8.5 Apreciação da proposta final de compromissos

296. Como referido na secção 6, respeitante à avaliação jusconcorrencial da presente operação, no cenário pré-operação de concentração, a ENEOP, em face dos incentivos da sua estrutura acionista e do sistema tarifário em aplicação, teria por objetivo maximizar a produção, comportamento próprio de um agente competitivo sem poder de mercado.
297. Já no cenário pós-concentração, os parques eólicos a adquirir à ENEOP serão geridos com o objetivo de maximização dos lucros conjuntos do grupo EDP, podendo existir potenciais oportunidades de lucro com restrições da produção eólica dos parques adquiridos à ENEOP.
298. Foram identificados potenciais incentivos do grupo EDP para comportamento estratégico no mercado da produção. Nos casos em que exista congestionamento no sentido exportador, o grupo EDP poderia ter um incentivo para restringir a oferta eólica de modo a fazer subir o preço nacional, aproximando-o do preço verificado em Espanha e, no limite, descongestionando a interligação.

299. Adicionalmente, a presença simultânea na prestação de serviços de sistema (banda secundária e/ou reserva terciária) e na produção eólica, por parte do grupo EDP, poderá dar origem a hipotéticos comportamentos estratégicos, nomeadamente a alterações da produção de parques eólicos a adquirir à ENEOP em benefício dos serviços de sistema (efeito preço e efeito quantidade) prestados pelo grupo EDP, atenta a controlabilidade dos parques eólicos da ENEOP.
300. Atenta a quota muito significativa do grupo EDP na prestação de serviços de sistema, um desvio intencional de produção eólica promovido num parque da ENEOP será com uma probabilidade muito elevada corrigido por serviços de sistema prestados por centrais, hídricas ou térmicas, do grupo EDP.
301. Os benefícios de uma estratégia de restrição de oferta em tempo real da produção eólica poderiam advir de dois efeitos possíveis:
- Efeito quantidade: Em tempo real, a redução de produção eólica terá uma resposta imediata por centrais em banda secundária - a EDP deteve uma quota de **[90-100]** % em 2014 nesse serviço - que fornecerão energia secundária, e uma resposta mais tardia, por decisão do gestor de sistema, com vista a repor a banda secundária utilizada, que dá a instrução a uma central em regime ordinário para fornecer energia terciária (a EDP deteve uma quota superior a **[70-80]** % em 2014 e nos primeiros 4 meses de 2015). O preço de venda da energia secundária e energia terciária são idênticos.
 - Efeito preço: a subida da energia terciária tem um efeito no preço, que se deve ao facto de a curva de oferta da energia terciária ser crescente no preço. O efeito preço aplica-se a todas unidades de energia secundária e terciária vendidas.
302. Para que existam incentivos a adotar o comportamento da restrição da oferta eólica, os benefícios da estratégia de restrição da produção eólica devem ser superiores ao respetivo custo de oportunidade, como referido anteriormente.
303. Da presente operação de concentração poderia, assim, resultar o aumento do poder de mercado já significativo que o grupo EDP observava no contexto prévio à operação de concentração, nos mercados de banda secundária / energia secundária e de reserva terciária, a subir e a descer.
304. Na ausência de compromissos, a alteração dos incentivos acionistas na ENEOP poderia resultar em comportamento estratégico deliberado do grupo EDP, no sentido da restrição da produção eólica, onerando o mercado de serviços de sistema.
305. Refira-se, por outro lado, que os parques da ENEOP foram sobreequipados com uma potência de geração superior à potência de ligação à rede atribuída em sede de licenciamento, sendo pretensão da Notificante vir a obter autorização para a injeção de energia adicional.
306. No cenário pós-operação, a EDP poderá aumentar, em tempo real e de modo estratégico, a produção dos aerogeradores, de modo a incrementar a procura de energia a descer (secundária a descer e terciária a descer) e os lucros da EDP no fornecimento de serviços de sistema (através da descida de preço da reserva a descer, que consiste num preço de recompra).
307. Não sendo claro o regime remuneratório que se aplicará aos parques da ENEOP, **[CONFIDENCIAL]** nos termos da tarifa fixa, não atualizável, de 60 €/MWh aplicável à nova potência de sobreequipamento.

308. A eventual utilização estratégica do sobreequipamento estará em grande medida dependente do regime de remuneração que se aplique à energia entregue à rede que ultrapasse a potência de ligação atribuída.
309. Caso a energia fornecida acima da capacidade licenciada seja remunerada, a Notificante terá o incentivo geral a vender essa energia adicional, como aliás os atuais acionistas de controlo da ENEOP, exceto, pontualmente, quando possa ter um benefício na sua restrição, como referido *supra*.
310. Pelo contrário, caso a energia fornecida acima da capacidade licenciada tiver remuneração nula, a EDP terá a capacidade e os incentivos para utilizar o sobreequipamento dos parques a adquirir à ENEOP para aumentar, de modo pontual e estratégico, em tempo real, a procura de energia a descer (secundária a descer e terciária a descer).
311. Os atuais acionistas de controlo da ENEOP não teriam necessariamente um incentivo em produzir energia adicional quando esta remuneração fosse nula, podendo não permitir essa decisão.
312. Os compromissos apresentados pela Notificante são compromissos de natureza comportamental, que intervêm diretamente no comportamento das partes, no sentido de maximizar as quantidades vendidas ao CUR – EDP Serviço Universal, combinados com um compromisso estrutural de desinvestimento, decorrido determinado prazo ou na sequência da monitorização prevista.
313. A eficácia do compromisso comportamental oferecido pela Notificante assenta na disponibilização do acesso a informação por parte do Mandatário, na integridade dessa informação e na respetiva análise por um mandatário independente e com conhecimentos especializados para poder aferir do cumprimento compromisso proposto pela Notificante.
314. No caso concreto dos compromissos em presença, a informação a que o Mandatário terá acesso diz respeito aos [200-300] aerogeradores a adquirir à ENEOP, bem como aos aerogeradores detidos pela Notificante previamente à operação de concentração, num total de [300-400] aerogeradores. O Mandatário acederá aos dados de vento e potência/energia, registados de [<15] em [<15] minutos, assim como a todos os registos da alarmística gerada pelos aerogeradores. Nos termos dos compromissos, a notificante dará acesso aos sistemas fonte de informação, para que o Mandatário confirme a integridade da informação.
315. De acordo com as Linhas de Orientação da AdC “Os compromissos comportamentais (...) apenas são aceites em condições muito excecionais, uma vez que os mesmos não atuam sobre as causas dos problemas jus-concorrenciais (v.g. ao nível da estrutura de mercado ou ao nível das condições de contestabilidade do mercado), mas apenas restringem os efeitos adversos advenientes da operação de concentração. Nestes termos, o tipo de compromissos referido no ponto anterior apenas se pode justificar, em termos limitados temporalmente, nas seguintes situações: (i) em complemento a compromissos de natureza estrutural ou a compromissos de natureza comportamental de promoção das condições de contestabilidade do mercado, quando seja previsível que a concorrência efetiva no mercado se restabeleça no curto-prazo; ou (ii) quando a aplicação de compromissos estruturais ou de outro tipo de compromissos comportamentais é claramente desproporcional, face ao tipo e duração dos problemas de natureza jus-concorrencial que foram identificados, quando seja previsível que a concorrência efetiva no mercado se restabeleça no curto-prazo.”⁶³.

⁶³ Cfr. Ibid, parágrafos 100 e 101.

316. Qualquer atuação estratégica por parte do grupo EDP, no sentido da restrição de oferta em tempo real da produção eólica, pressupõe uma intervenção humana que não seja desencadeada automaticamente pelo sistema e que não possa ser justificada por razões de manutenção, motivo técnico ou causa de força maior.
317. O compromisso comportamental assumido, de maximização da produção, com a correspondente monitorização por um mandatário, garante que qualquer ocorrência, incluindo todos os desvios à curva de potência resultando de intervenção humana ainda que inferiores a 10%, será registada e avaliada pelo mandatário de monitorização, **[CONFIDENCIAL- informação comercialmente sensível]**.
318. Neste sentido, quaisquer incentivos do grupo EDP para comportamento estratégico no mercado da produção com o objetivo de fazer subir o preço nacional, nos casos em que exista congestionamento no sentido exportador, ao implicar uma intervenção humana tendente à redução da produção, seriam analisados pelo Mandatário de Monitorização.
319. Do mesmo modo, quaisquer alterações estratégicas da produção eólica, que decorrerão de uma intervenção humana, com o intuito de beneficiar o grupo EDP nos serviços de sistema, seriam igualmente analisados no contexto da monitorização da informação registada nas bases de dados a que o Mandatário terá acesso. Tal aplicar-se-á, quer num contexto de redução de produção, no sentido de beneficiar da necessidade adicional de reserva a subir, quer num contexto de energia adicional e sobreequipamento, com o aumento de produção e consequente necessidade adicional de reserva a descer.
320. No caso da energia adicional e sobreequipamento, a Notificante assume o compromisso de maximizar a produção, não deixando de injetar energia adicional na rede, independentemente do regime de remuneração que seja aplicável. A estabilidade na injeção de energia adicional, em lugar de uma pontual e estratégica sobreprodução, permitirá mitigar os efeitos que se verificariam nos serviços de sistema, i.e., na necessidade de reserva a descer.
321. Como referido anteriormente, no final do prazo de **[2-5]** anos da data de decisão da AdC, prevê-se a reapreciação dos compromissos pela AdC. Mantendo-se as preocupações jusconcorrenciais identificadas, a AdC pode determinar o desinvestimento dos ativos a adquirir ou, excecionalmente, a prorrogação do prazo de duração dos compromissos por **[1-4]** anos adicionais. Caso ocorra a prorrogação e se mantenham as preocupações jusconcorrenciais, a AdC pode determinar o desinvestimento dos ativos a adquirir.
322. A Notificante identificou alguns desenvolvimentos nos mercados que justificarão a reapreciação dos Compromissos: a entrada em funcionamento o mercado intradiário em contínuo; o aprofundamento da dimensão geográfica do mercado comum de serviços de sistema, com a implementação do Projeto TERRE; e a entrada de novas empresas ou de novas centrais hídricas com capacidade de prestação de serviços de sistema, nomeadamente por parte de concorrentes do Grupo EDP, com capacidade mínima instalada de **[75-150]** MW.
323. No que se refere ao Projeto TERRE (integração do mercado de reserva terciária entre Portugal, Espanha, França, Suíça, Itália e Reino Unido), salienta-se que não são conhecidas as regras que o mesmo incorporará, conhecendo-se apenas algumas apresentações públicas sobre o projeto. A experiência passada demonstra que os projetos de integração de mercados que envolvem entidades de diferentes países podem resvalar significativamente na programação prevista. No caso do projeto TERRA – colocação da reserva em concorrência aberta entre países – este exige a coordenação de operadores de sistema e reguladores setoriais de Portugal, Espanha, França, Itália, Reino Unido e Suíça.

324. Quanto ao mercado intradiário em contínuo, este permitirá negociar até a uma hora antes de tempo real, permitindo, teoricamente, uma potencial redução da procura de reserva, eminentemente ligada à produção de origem eólica. Refira-se, no entanto, que, para além de o calendário para o mercado em contínuo (início de 2017) ser indicativo, a forma como o mercado intradiário em contínuo contribuirá para a redução da procura de reserva a subir e a descer dependerá em grande medida da gestão da PRE pela EDP SU, o principal originador de desvios, não sendo claro quais os efeitos que a sua entrada em funcionamento terá sobre os incentivos a utilizar as centrais eólicas para de forma lucrativa influenciar a procura de serviços de sistema.
325. Por outro lado, o critério que refere a entrada de capacidade mínima de **[75-150]** MW apta a fornecer serviços de sistema não é, no momento presente, claro que se revele suficiente para, por si só, obviar às preocupações identificadas.
326. Em todo o caso, estes eventos não conduzem a uma cessação automática dos compromissos, antes gerando a sua reapreciação no contexto de mercado em que os mesmos venham a ocorrer caso tal aconteça antes do prazo de **[2-5]** anos (excecionalmente prorrogáveis por **[1-4]** anos adicionais). Caberá à AdC a realização dessa apreciação, reservando-se para esse momento uma pronúncia sobre a continuidade do compromisso, ou o desinvestimento previsto.
327. A AdC pode ainda reapreciar os Compromissos a todo o tempo, após a receção do relatório anual elaborado pelo Mandatário de Monitorização ou de qualquer reporte do mandatário ou ainda no caso de o Mandatário de Monitorização manifestar expressamente a sua incapacidade para o desempenho das funções que lhe são cometidas.
328. Na sequência desta reapreciação, a AdC pode determinar o desinvestimento dos ativos a adquirir, quando a monitorização prevista nos Compromissos se revele inadequada a garantir a maximização da produção e a não utilização estratégica dos Parques eólicos a adquirir (no âmbito desta operação de concentração) e do Parque Eólico da EDP.
329. Considera-se que os prazos definidos na proposta de compromissos final se encontram ajustados às preocupações jusconcorrenciais, em particular atendendo a que os compromissos comportamentais salvaguardam a não utilização estratégica durante o período definido e, caso se entenda que se mantêm, para além deste período, as preocupações jusconcorrenciais, a previsão do desinvestimento, enquanto compromisso estrutural, impede que os compromissos comportamentais se prorroguem indefinidamente no tempo.
330. Por outro lado, saliente-se que, no contexto do compromisso de desinvestimento, o contrato de alienação e o(s) adquirente(s) de controlo conjunto devem ser previamente aprovados pela AdC, devendo ser independente(s) do grupo EDP e a alienação não deve ser suscetível de criar, *prima facie*, preocupações concorrenciais nem preocupações quanto à implementação do Contrato de Alienação.
331. Nessa medida, o compromisso estrutural garante que não subsistem as preocupações jusconcorrenciais na sequência da sua execução, na medida em que se retira a capacidade do grupo EDP para determinar unilateralmente, em controlo exclusivo, a estratégia comercial dos parques eólicos objeto do presente procedimento.
332. A execução de compromissos, e em particular dos compromissos de natureza comportamental, pode ser suscetível de envolver diversos riscos, os quais podem colocar em causa a eficácia dos compromissos, como descrito nas Linhas de Orientação sobre Compromissos anteriormente referidas. Nessa medida, esses compromissos devem conter condições e obrigações que os reduzam para níveis que sejam considerados aceitáveis pela AdC.

333. No caso concreto, considera-se que os compromissos propostos se encontram especificados de modo detalhado, não parecendo suscitar dúvidas de interpretação quanto ao comportamento exigível à Notificante ou quanto aos elementos que serão sujeitos a monitorização (risco de especificação).
334. Não se antecipa, por outro lado, que a imposição deste tipo de compromissos suscite, em si mesma, a possibilidade de originar outras formas de conduta adversa que não se encontrem previstas pelos compromissos (risco de contorno).
335. Do mesmo modo, o desenho dos compromissos comportamentais propostos visa garantir que a Notificante não se afasta do comportamento expectável no quadro acionista atual de maximização da produção, não se antecipando que as condições e obrigações assumidas possam, em si mesmas, gerar qualquer tipo de distorção nos mercados (risco de distorção).
336. Considerando o tipo de compromisso comportamental apresentado, comportando a necessidade de monitorização do comportamento da EDP e da análise de um volume significativo de informação, poderia existir um risco de monitorização e de incumprimento.
337. Com efeito, ao Mandatário caberá analisar a informação respeitante a todo o Parque Eólico do grupo EDP, compreendendo os dados de vento e potência/energia, gerados de [**<15**] em [**<15**] minutos, todos os registos da alarmística gerada pelos aerogeradores, bem como todas as intervenções humanas registadas, sendo estas últimas o principal objeto de análise pelo Mandatário, no sentido de avaliar de eventual comportamento estratégico. Competirá ao Mandatário de Monitorização definir a metodologia que considere adequada e necessária para o cumprimento das suas obrigações.
338. Refira-se que, nos termos dos compromissos, a notificante dará acesso aos sistemas fonte de informação, para que o Mandatário confirme a integridade da informação. Adicionalmente, caberá à Notificante encontrar um Mandatário de Monitorização, com competência técnica, independência e capacidade para realizar este tipo de monitorização, sendo que o mesmo deverá ser aprovado previamente pela AdC. A própria realização da operação de concentração estará condicionada a esta aprovação prévia.
339. Acresce que, caso não seja possível nomear um Mandatário de Monitorização no prazo de [**1-6**] meses contados da data da presente decisão, o compromisso comportamental será substituído por um compromisso de desinvestimento, como previsto no pacote de compromissos apresentado.
340. Como assumido nos compromissos apresentados, a verificação de qualquer utilização estratégica dos parques eólicos para obtenção de benefícios através da distorção da concorrência constituirá um incumprimento, nomeadamente em caso de imobilização (total, parcial ou de redução de produção) devido a intervenção humana, remota ou local, não desencadeada automaticamente pelo sistema e que resulte de um comportamento da Notificante, e que não possa ser justificado por razões de manutenção, motivo técnico ou causa de força maior. A amplitude do conceito de incumprimento estabelecido nos compromissos contribui significativamente para condicionar os incentivos do grupo EDP em utilizar estrategicamente os parques eólicos, na medida em que apenas uma ocorrência não justificada determinaria a violação dos compromissos.
341. Neste sentido, considera-se que os compromissos assumidos permitem afastar ou reduzir para um nível aceitável os riscos que pudessem decorrer deste tipo de compromisso comportamental.

8.6 Conclusão

342. De todo o exposto, conclui-se que os compromissos finais apresentados se revelam adequados e suficientes a mitigar as preocupações jusconcorrenciais identificadas.
343. Com efeito, os compromissos dão resposta às preocupações suscitadas por uma eventual restrição estratégica da produção eólica, com impacto no mercado da produção ou nos mercados de serviços de sistema; dão igualmente resposta a uma situação de eventual sobreprodução pontual e estratégica, no sentido de um benefício para o grupo EDP na reserva a descer.
344. Os compromissos abrangem todo o parque eólico do grupo EDP e qualquer ocorrência não justificada, que possa refletir um comportamento estratégico, constituirá um incumprimento.
345. O Mandatário de Monitorização terá acesso **[CONFIDENCIAL- informação comercialmente sensível]** que registam qualquer intervenção ou imobilização, total ou parcial, dos aerogeradores, para além de poder estabelecer a metodologia que entender mais adequada para promover a análise das ocorrências verificadas e a apreciação de um eventual comportamento estratégico.
346. O desenho dos compromissos assegura que a AdC possa decidir sobre a escolha de um Mandatário com condições para o desempenho das funções em causa, reapreciar os compromissos quando se revele necessário ou findo o prazo estabelecido para monitorização, podendo, no limite, determinar o desinvestimento dos ativos a adquirir, mediante aprovação prévia do(s) respetivo(s) adquirente(s).
347. Considera-se ainda que os compromissos assumidos permitem afastar ou reduzir para um nível aceitável os riscos que pudessem decorrer dos compromissos comportamentais assumidos, para o que contribui a previsão subsidiária de um compromisso estrutural.
348. A operação de concentração só poderá ser implementada após escolha, pela AdC, do Mandatário de Monitorização, assumindo a Notificante o compromisso de desinvestimento imediato caso o Mandatário não seja nomeado no prazo de **[1-6]** meses contados da data de decisão sobre a operação.

9 AUDIÊNCIA DE INTERESSADOS

349. Nos termos do n.º 1 do artigo 54.º da Lei da Concorrência, promoveu-se a audiência prévia da Notificante, tendo-lhe sido comunicado o Projeto de Decisão da AdC em 12 de agosto de 2015.
350. Em comunicação de 14 de agosto de 2015, foram recebidas na AdC as Observações que a Notificante entendeu apresentar relativamente ao Projeto de Decisão Notificado.
351. Em síntese, a Notificante afirma não concordar com a avaliação jusconcorrencial realizada pela AdC, antes reiterando a inexistência de problemas de concorrência em resultado da projetada aquisição. Não obstante, declara que os compromissos propostos permitem afastar quaisquer problemas de concorrência que a AdC pudesse identificar e, nessa medida, conclui nada ter a opor quanto ao sentido de decisão notificado.

10 DELIBERAÇÃO DO CONSELHO

352. Face ao exposto, o Conselho da Autoridade da Concorrência, no uso da competência que lhe é conferida pela alínea d) do n.º 1 do artigo 19.º dos Estatutos, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 125/2014, de 18 de agosto, adota uma Decisão de Não Oposição à operação de concentração, nos termos da alínea b), do n.º 1 e n.º 2 do artigo 50.º da Lei da Concorrência, acompanhada da imposição de Condições e Obrigações, destinadas a garantir o cumprimento de Compromissos assumidos pelas Notificantes, com vista a assegurar a manutenção da concorrência efetiva, no que respeita ao (i) mercado da produção de energia elétrica, de dimensão geográfica correspondente a Portugal Continental nas horas em que existe congestionamento na interligação e, nas horas em que não existe congestionamento na interligação, de dimensão geográfica correspondente à Península Ibérica; bem como nos mercados relacionados, nomeadamente (ii) o mercado de regulação terciária a subir, em Portugal Continental, e (iii) o mercado de regulação terciária a descer, em Portugal Continental, onde foram identificadas preocupações jusconcorrenciais, compromissos que se passam a descrever:

DOCUMENTO DE COMPROMISSOS

ASSUMIDOS PELA EDP *RENEWABLES*, SGPS, S.A. PERANTE A AUTORIDADE DA CONCORRÊNCIA

1. Nos termos do n.º 1 do artigo 51.º da Lei n.º 19/2012, de 8 de Maio (“Regime Jurídico da Concorrência” ou “RJC”), a EDP *Renewables*, SGPS, S.A., pessoa colectiva n.º 510 353 118, com domicílio em Rua Ofélia Diogo da Costa, n.º 115 - 6.º, 4149-022 Porto, assume perante a Autoridade da Concorrência o cumprimento integral dos Compromissos que se seguem, que têm por objectivo eliminar as preocupações jusconcorrenciais identificadas pelos serviços da Autoridade da Concorrência no âmbito da análise da operação de concentração identificada em epígrafe.
2. Os Compromissos ora assumidos e de seguida descritos visam permitir que a Autoridade da Concorrência adopte uma decisão de não oposição no proc. Ccent. n.º 9/2015, nos termos da alínea b) do n.º 1 e do n.º 2 do artigo 50.º do RJC, acompanhada da imposição das condições e obrigações (“Decisão”), no uso da competência que lhe é conferida pela alínea d) do n.º 1 do artigo 19.º dos respectivos Estatutos, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 125/2014, de 18 de Agosto.
3. Os Compromissos constantes do presente Documento de Compromissos entram em vigor na Data da Notificação da Decisão e fazem parte integrante da mesma.
4. A assunção dos presentes Compromissos, através deste Documento de Compromissos, não significa nem pode ser interpretada, no quadro do proc. Ccent n.º 9/2015 ou para qualquer outro efeito, como a admissão ou reconhecimento, explícito ou implícito, directo ou indirecto, pela EDP *Renewables*, SGPS, S.A. de que a operação de

Nota: indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato haja sido considerado como confidencial 73

concentração em causa é susceptível de entravar significativamente a concorrência efectiva no mercado relevante em causa ou nos mercados relacionados, qualquer que seja a delimitação que dos mesmos seja feita pela Autoridade;

5. Os prazos estabelecidos em dias no presente Documento de Compromissos suspendem-se aos Sábados, Domingos e feriados nacionais, excepto quando seja expressamente indicado o contrário; os prazos referidos em meses são contínuos.
6. O presente Documento de Compromissos deve ser interpretado nos termos da Decisão e do Regime Jurídico da Concorrência.

Secção A. DEFINIÇÕES

AdC	Autoridade da Concorrência
Adquirente	EDP <i>Renewables</i> , SGPS, S.A. («EDP <i>Renewables</i> » ou «Notificante»)
Activos (de geração eólica) a adquirir / Parques eólicos a adquirir	Activos da ENEOP - Eólicas de Portugal, S.A. afectos à produção de energia eólico em regime especial, através da sua incorporação numa sociedade-veículo, a Nova SPV - Sociedade Gestora de Parques Eólicos, a saber: - Eólica do Alto da Lagoa, S.A. - Eólica da Coutada, S.A. - Eólica das Serras das Beiras, S.A. - Eólica do Espigão, S.A. - Eólica do Cachopo, S.A. - Eólica do Alto do Mourisco, S.A. - Eólica do Castelo, S.A. - Eólica da Lajeira, S.A. - Eólica do Velão, S.A. - Eólica da Terra do Mato, S.A. - Eólica dos Altos de Salgueiros-Guilhado, S.A. e - Eólica do Alto da Teixosa, S.A.
Compromissos	O conjunto de Compromissos assumidos pela EDP <i>Renewables</i> perante a AdC no âmbito da presente Operação de Concentração
Data da Decisão	Data da assinatura da Decisão pelo Conselho da AdC
Data da Notificação da Decisão	Data em que a EDP <i>Renewables</i> for notificada da Decisão
Data da Nomeação do Mandatário de Monitorização	Data em que o Mandatário de Monitorização é nomeado pela

Nota: indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato haja sido considerado como confidencial 74

	Notificante, após a respectiva aprovação pela AdC
Decisão	Decisão de não oposição emitida pela AdC no âmbito do proc. Ccent. n.º 9/2015, nos termos da alínea <i>b)</i> do n.º 1 e do número 2 do artigo 50.º do RJC, acompanhada da imposição de condições e obrigações
Desinvestimento dos Activos a adquirir	Alteração do tipo de controlo sobre os Activos a adquirir, de controlo exclusivo para controlo conjunto detido pelo Grupo EDP e por uma ou mais empresas, nos termos e para os efeitos do RJC, a concretizar no prazo máximo de [<12] meses, acrescido das suspensões que devam ter lugar para apreciação das minutas de contrato de alienação pela AdC e/ou de eventual operação de concentração pela AdC ou por outras autoridades de concorrência.
Grupo EDP	Unidade económica em que se integra a Notificante, nos termos do n.º 2 do artigo 3.º do RJC
Mandatário de Monitorização	Entidade independente das Partes e das empresas que integrem a mesma unidade económica nos termos do n.º 2 do artigo 3.º do RJC, nomeada pela Notificante e aprovada pela AdC, que tem o dever de monitorizar o cumprimento dos Compromissos
Minuta do Contrato de Mandato de Monitorização	Minuta incorporada na Decisão cujos termos deverão ser adoptados na versão final do Contrato de Mandato de Monitorização com o Mandatário de Monitorização
Operação de Concentração	Negócio jurídico notificado à AdC a 20 de Fevereiro de 2015, objecto do processo Ccent n.º 9/2015, que visa a aquisição, pela EDP <i>Renewables</i> , SGPS, S.A., do controlo exclusivo sobre determinados activos da ENEOP - Eólicas de Portugal,

	S.A. afectos à produção de energia eólico em regime especial, e que serão incorporados numa sociedade-veículo, a Nova SPV - Sociedade Gestora de Parques Eólicos
Partes	EDP <i>Renewables</i> , SGPS, S.A. / activos da ENEOP - Eólicas de Portugal, S.A. incorporados na Nova SPV - Sociedade Gestora de Parques Eólicos, a saber: - Eólica do Alto da Lagoa, S.A. - Eólica da Coutada, S.A. - Eólica das Serras das Beiras, S.A. - Eólica do Espigão, S.A. - Eólica do Cachopo, S.A. - Eólica do Alto do Mourisco, S.A. - Eólica do Castelo, S.A. - Eólica da Lajeira, S.A. - Eólica do Velão, S.A. - Eólica da Terra do Mato, S.A. - Eólica dos Altos de Salgueiros-Guilhado, S.A. e - Eólica do Alto da Teixosa, S.A.
Parque Eólico da EDP	Conjunto de todos os aerogeradores actualmente detidos e controlados, em exclusivo ou conjuntamente, em território nacional pelo Grupo EDP, incluindo potência adicional e sobre-equipamento, tais como definidos no artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 94/2014, de 24 de Junho
Plano de Monitorização	Plano relativo ao modo de concretização das obrigações do Mandatário de Monitorização, submetido por este à AdC
RJC	Regime Jurídico da Concorrência, aprovado pela Lei n.º 19/2012, de 8 de Maio

Secção B.1 COMPROMISSOS

7. A EDP *Renewables* assume perante a AdC os seguintes Compromissos, que são adequados, suficientes, exequíveis e proporcionais para solucionar todas as preocupações jus-concorrenciais identificadas pelos serviços dessa Autoridade na apreciação da operação de concentração em causa e, bem assim, para assegurar a manutenção da concorrência efectiva no mercado, devendo por conseguinte, ser aceites e acolhidos pela AdC:

1.º Compromisso: Não utilização estratégica dos activos a adquirir e de todo o Parque Eólico da EDP

8. A EDP *Renewables* obriga-se a maximizar a produção e a não utilizar estrategicamente os Parques eólicos a adquirir (no âmbito desta operação de concentração) e o Parque Eólico da EDP, designadamente através da indução de imobilizações (totais, parciais ou de redução de produção), com vista a obter hipotéticos benefícios através da distorção das práticas competitivas no mercado.
9. Exceptuam-se do ponto anterior imobilizações (totais, parciais ou de redução de produção) por motivo de manutenção ou outros tecnicamente necessários, justificáveis e verificáveis.
10. As imobilizações (totais, parciais ou de redução de produção) dos aerogeradores apenas podem ocorrer nos seguintes casos: (i) modo automático, por avaria, falta de vento ou excesso de vento (por razões segurança e protecção dos equipamentos¹), camada de gelo nas pás, razões ambientais (por ex., detecção de aves nas máquinas em que esta protecção foi obrigatoriamente instalada); e (ii) modo manual, para cumprimento de obrigações legais (por ex., auditorias), ordens dos operadores das redes de transporte («RNT») ou distribuição («RND»), para acções de manutenção preventiva ou correctiva, ou por razões de força maior (como por exemplo, incêndio; risco de explosão; risco de queda; outras razões de segurança do equipamento ou das pessoas - como a subida da velocidade do vento com técnico de manutenção dentro do aerogerador -; visualização de avaria ou defeito grave sem paragem automática; fenómenos da natureza, perturbações da ordem pública, etc). As paragens manuais podem ser locais, no próprio aerogerador ou no edifício de comando no caso de paragem total do parque, efectuadas pelos responsáveis da Operação e Manutenção do parque, ou remotas através do Centro de Despacho, efectuadas pelos operadores de serviço 24/7 (vinte e quatro horas/dia e sete dias por semana). Em todo o caso, toda a intervenção humana gera um “estado” e fica devidamente registada no sistema. Todas as paragens locais são devidamente coordenadas com o Centro de Despacho e só

¹ Estes valores são definidos de acordo com a Curva de Potência de cada aerogerador. Dependem, por isso, do tipo de aerogerador e do respectivo fabricante. **[CONFIDENCIAL- informação comercialmente sensível]**.

podem ser efectuadas por colaboradores devidamente credenciados para o efeito, ficando sempre registado o motivo de qualquer paragem.

11. Relativamente às paragens não planeadas, as mais frequentes resultam de (i) avarias de equipamentos; (ii) ordens externas dos operadores das redes; (iii) necessidade imperiosa de paragem das máquinas por motivos de segurança ou de problemas técnicos ou ambientais identificados através de inspecções locais efectuadas pelas equipas de manutenção.

No caso de avaria, é gerado um alarme no Centro de Despacho (CD) que, conforme o tipo, indica o correspondente tipo de **[CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível]**.

12. De qualquer modo, todas as paragens, automáticas ou manuais, locais ou remotas, ficam registadas **[CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível]**, com identificação de quem as efectuou **[CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível]**. Por outro lado, para além das manobras e das medidas de potência, corrente, e de tensão, que ficam registadas na base de dados, também os registos de contagem de energia ficam gravados num sistema autónomo e independente da base de dados, transmitidos em tempo real para a REN, e que poderão também ser consultados pelo Mandatário de Monitorização.
13. A Notificante obriga-se também a maximizar sempre a produção, incluindo a potência adicional e o sobre-equipamento, não deixando de produzir e de injectar energia adicional na rede, independentemente do regime de remuneração aplicável.
14. Constitui incumprimento do compromisso a verificação de qualquer utilização estratégica dos parques eólicos para obtenção de benefícios através da distorção da concorrência, nomeadamente em caso de imobilização (total, parcial ou de redução de produção) devido a intervenção humana, remota ou local, não desencadeada automaticamente pelo sistema e que resulte de um comportamento da Notificante, e que não possa ser justificado por razões de manutenção, motivo técnico ou causa de força maior, designadamente previstos nos §§ 9, 10 e 11, nomeadamente na sequência de constatação pelo Mandatário do Monitorização, após ser ouvida a Notificante, nos termos previstos nos §§ 40 e 41.
15. Nos casos em que deva ocorrer o Desinvestimento dos Activos a adquirir, constitui incumprimento do compromisso a não celebração do Contrato de Alienação e a não realização da alienação nos prazos previstos nos presentes Compromissos.

2.º Compromisso: Manutenção da maximização da disponibilidade para produzir do Parque Eólico da EDP e do Parque Eólico a adquirir

16. A Notificante obriga-se a manter maximizada quer a disponibilidade para produzir quer a produção do Parque Eólico da EDP e dos Parques eólicos a adquirir, pelo que cumprirá o seguinte conjunto de princípios:

- a) Realização de imobilizações para manutenção preventiva dos parques eólicos apenas com o propósito de manter os parques em óptimas condições de exploração e segurança;
- b) Programação e manutenção dos parques eólicos com base nos manuais de manutenção dos equipamentos, entregues pelos fornecedores/fabricantes, respeitando as regras da boa prática industrial;
- c) Realização de manutenções preventivas em condições climatéricas favoráveis (períodos sem vento ou com vento suave, com velocidade não superior a [**<10**] m/s para trabalhos no exterior, e [**<30**] m/s para trabalhos no interior do aerogerador), com o objectivo de permitir a sua realização em condições de segurança adequadas e não superior a [**<30**] m/s para minimizar as perdas de produção de energia dos parques;
- d) Realização de manutenções por períodos não superiores, em regra, a [**<10**] horas por aerogerador, para os casos das manutenções preventivas sistemáticas de lubrificações e inspecções visuais, e [**5-20**] horas para as eléctricas e mecânica, salvo motivo técnico devidamente registado e justificado, reiterando-se que as operações de manutenção estão previamente programadas e respeitam os manuais de procedimentos dos fabricantes.

Secção B.2 OBRIGAÇÕES

Obrigações relativas aos Compromissos

(i) Envio dos registos da velocidade média do vento e da potência média registada por cada aerogerador

17. A EDP *Renewables* fornecerá à AdC e/ou ao Mandatário de Monitorização os registos da velocidade média do vento e da potência média registada por cada aerogerador, com um intervalo de [**<15**] minutos², com fonte de dados no equipamento do próprio aerogerador [**CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível**], relativamente aos Activos (de geração eólica) a adquirir bem como de todo o Parque Eólico da EDP.
18. Este compromisso baseia-se na existência de uma correspondência directa entre o recurso eólico disponível e a energia que cada aerogerador tem capacidade de produzir a partir desse recurso (designada por “curva de potência”), que também será fornecida pela Notificante à AdC e/ou ao Mandatário de Monitorização.

(ii) Envio dos Planos de Manutenção

19. Envio à Autoridade da Concorrência, antes da aprovação da Decisão e posteriormente ao Mandatário de Monitorização, de:

- a) Planos anuais de manutenção dos equipamentos até ao dia 15 de Dezembro do ano anterior ao que se reportam;
- b) Planos mensais e diários de manutenção no ano anterior até ao dia 31 de Março de cada ano, bem como as alterações aos mesmos.

Para este efeito importa considerar que existem planos anuais e com outra periodicidade que variam de acordo com o tipo de contrato e prestador de serviços de manutenção. Assim:

- ENERCON GmbH [**CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível**];
 - Vestas[**CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível**];
 - Gamesa: [**CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível**];
- c) CME: [**CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível**].Manual de procedimentos de intervenção programada ou não programada;
 - d) Descrição detalhada dos procedimentos decisórios internos inerentes a qualquer intervenção, programada ou não programada, com indicação da cadeia de comando, do respectivo nível de permissão necessário e da cadeia de registo ou reporte subsequente.

20. Este compromisso permitirá averiguar se as manutenções dos equipamentos foram realizadas de acordo com os princípios enunciados no § 15.

² Prevista em sistema. A volatilidade do vento aconselha esta frequência.

(iii) **Envio dos registos de alarmística por aerogerador**

21. A Notificante compromete-se a colocar à disposição do Mandatário de Monitorização e/ou da AdC todos os registos da base de dados principal, (denominada Base de Dados Original ou “pura”), sem qualquer excepção, que regista em cada momento todos os dados à medida que os recebe das respectivas instalações – parque eólico, aerogeradores ou subestação, quando existente –, e do contador de energia do parque, sendo, por isso, uma base de dados não editável e com autenticidade certificável a 100%.
22. Será ainda disponibilizada uma 2.ª instância desta Base de Dados (réplica da principal) na qual, pelo facto de já ser possível a edição dos dados, poderá já existir algum tratamento efectuado pelo respectivo chefe do parque eólico. Em qualquer caso, qualquer alteração efectuada aos dados originais fica registada no sistema, incluindo a identificação da pessoa que a efectuou (através de *username* e *password*).
23. Os dados transmitidos incluem a totalidade dos alarmes gerados e permitem a verificação, relativamente a cada aerogerador, de todas as instruções que foram dadas relativamente à operação do activo em causa e bem assim, de todas as outras ocorrências resultantes da operação desse activo que constam do sistema de alarmística do equipamento.
24. Junta-se em anexo lista detalhada de todos os alarmes previstos no sistema na semana 26 do corrente ano civil (*i.e.*, de 21 a 27 de Junho de 2015), para os WECs da ENERCON GmbH (cfr. **Anexo C.1 [CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível]**). Juntam-se igualmente os seguintes documentos:
 - *ENERCON's WEC Maintenance Plan ENEOP 2 – 2015*: lista de todos os alarmes mensais previstos no sistema para os WECs da ENERCON GmbH (cfr. **Anexo C.2 [CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível]**);
 - *Statuslist CS82a*: lista dos diferentes alarmes que a turbina activa em caso de erro que obrigue a paragem (cfr. **Anexo C.3 [CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível]**);
 - *Warnliste CS82a*: lista dos diferentes *warnings* que a turbina activa em caso de erro que não obrigue a paragem (cfr. **Anexo C.4 [CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível]**);
 - *ENERCON_Proc_Customer_Remote_Reset_29-07-2013_Rev000*: acordo entre EDP Renováveis e a ENERCON GmbH que define o procedimento operacional que deve ser seguido, de forma a permitir ao cliente usar os recursos próprios de supervisão e controlo (Centro de Despacho da EDP Renováveis) com o objectivo de minimizar os períodos de paragem das turbinas (cfr. **Anexo C.5 [CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível]**).
25. Em relação às listas acima, a Notificante considera importante sublinhar que existem *Warning Lists* e *Status Lists* por **[CONFIDENCIAL-informação comercialmente**
Nota: indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato 81
haja sido considerado como confidencial

sensível]. A documentação que ora se transmite, a título de exemplo, diz respeito ao **[CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível]** para os aerogeradores da ENERCON GmbH, dado que é **[CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível]**.

26. A Notificante confirma que fica registada na base de dados a alarmística de paragem das turbinas resultante de intervenção manual (humana), qualquer que seja a forma que assuma, podendo assumir os estados seguintes:

[CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível].

27. O **Anexo C.6 [CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível]**, contém uma **[CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível]**. Apesar deste tipo de informação ser eminentemente técnica e especializada, o Mandatário de Monitorização, pelos requisitos de selecção previstos no âmbito dos presentes compromissos, estará totalmente capacitado e familiarizado com estes temas. Em qualquer caso, a Notificante obriga-se a aprofundar, a pedido do Mandatário de Monitorização ou da AdC, a informação que se afigure relevante para o integral exercício das suas funções, devendo as listagens e informação transmitida com o presente pacote de compromissos ser entendida como informação de base a transmitir ao Mandatário de Monitorização.
28. A Notificante envia à AdC, e posteriormente ao Mandatário de Monitorização, lista detalhada de todos os alarmes previstos na semana 26 do corrente ano civil (*i.e.*, de 21 a 27 de Junho de 2015), por tipo de aerogerador ou controlador não fornecido pela ENERCON GmbH (**Anexo C.6 [CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível]**).

(iv) Acompanhamento, fiscalização e monitorização

29. A Notificante mantém a AdC regularmente informada sobre o cumprimento dos Compromissos, reportando todas as informações relevantes para o respectivo acompanhamento e fiscalização, respondendo aos pedidos de esclarecimento e de informação que esta lhe dirigir.
30. De forma a dar resposta às preocupações manifestadas quanto à monitorização adequada dos presentes Compromissos, a Notificante compromete-se a proceder à contratação de um Mandatário de Monitorização que, com garantias de independência, capacidade técnica e dotado dos meios técnicos e humanos disponíveis, acompanhe e fiscalize o cumprimento dos compromissos, designadamente através da análise da informação resultante da alarmística, ou de outra que se afigure relevante, e da produção de um relatório periódico anual relativo à execução dos mesmos³.
31. O Mandatário de Monitorização possuirá as necessárias qualificações e experiência para exercer o mandato e não terá qualquer conflito de interesses, designadamente com o Grupo EDP. Nesse sentido, o Mandatário não poderá deter ou ter detido participações

³ *Linhas de Orientação da AdC sobre a adopção de compromissos em controlo de concentração*, de 28.7.2011, 3.2.2., §§ 46 e seguintes.

sociais em qualquer empresa do Grupo EDP desde o terceiro ano anterior à Data da Nomeação do Mandatário. De igual modo, o Mandatário de Monitorização não poderá: (a) ter tido nos últimos [**<15**] meses; (b) durante o período do Compromisso; e, (c) nos [**<15**] meses subsequentes ao termo das funções que exercerá ao abrigo dos presentes Compromissos, qualquer vínculo ou relação contratual remunerada com o Grupo EDP para além da função de Mandatário, com excepção dos casos em que (i) a decisão sobre a contratação da entidade que exerce as funções de Mandatário de Monitorização no presente processo tenha sido tomada por [**CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível**]; ou (ii) tendo tido alguma colaboração nos [**<15**] últimos meses (já cessada) ou estando a colaboração ainda em curso, o Grupo EDP não represente mais de [**0-5**] % do volume de facturação do Mandatário no ano de 2014.

32. Por forma a assegurar a fiabilidade dos dados fornecidos pela Notificante à AdC e/ou ao Mandatário de Monitorização, a Notificante compromete-se a permitir ao Mandatário de Monitorização, a todo [**CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível**]. Tal acesso permitirá [**CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível**].
33. O Mandatário de Monitorização será remunerado pela EDP *Renewables* e actuará no interesse da AdC, com vista ao cumprimento dos Compromissos. Para o efeito, a Notificante obriga-se a estabelecer uma modalidade de retribuição com o Mandatário que esteja de acordo com as condições de mercado, não inibindo ou desincentivando o cumprimento escrupuloso do Mandato, bem como a boa e rápida execução dos Compromissos assumidos.
34. Tendo em conta, de modo especial, as preocupações manifestadas pela AdC, entende a Notificante realçar que:
- i. A existência de comportamento estratégico, por menor que seja a redução de produção induzida, pressupõe sempre uma actuação da EDP *Renewables*, designadamente através da transmissão de instrução (em particular de *setpoint* de potência activa) para paragem ou redução da produção (instrução que ficará sempre registada nos sistemas fonte de informação), desaproveitando o recurso eólico existente em cada momento;
 - ii. A obrigação de envio dos registos da velocidade média do vento e da potência média registada permitirá identificar os momentos em que o recurso eólico foi desaproveitado;
 - iii. A obrigação de envio à AdC e ao Mandatário de Monitorização dos registos de alarmística para todos os tipos de aerogerador, a adquirir ou detidos, permitirá identificar toda e qualquer instrução de paragem ou redução da produção, que resultará no desaproveitamento do recurso eólico.
35. Atendendo a i., a informação relevante será essencialmente constituída pelas intervenções, remotas ou locais, que ocorrem em cada aerogerador, que não sejam desencadeadas automaticamente pelo sistema e que resultem de um comportamento voluntário da Notificante.
36. Por força da presente obrigação de acompanhamento, fiscalização e monitorização, o Mandatário de Monitorização estará em condições de identificar as ocorrências de
- Nota: indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato** 83
haja sido considerado como confidencial

alarmística que resultam de intervenção humana, analisando-as no sentido de aferir da sua razoabilidade e justificação técnica.

37. O Mandatário de Monitorização procederá também à identificação de quaisquer comportamentos de cariz sistemático (por ex., se sistematicamente alguns equipamentos falham e as horas a que falham, se falham em horas de maior ou menor eolicidade de forma sistémica, etc.).
38. A actividade do Mandatário de Monitorização abrange todo o Parque Eólico da EDP e os Parques eólicos a adquirir no âmbito da presente operação de concentração, incluindo a potência adicional e o sobre-equipamento, tais como definidos no artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 94/2014, de 24 de Junho, e a verificação da disponibilidade para produzir e produção associada a essa potência adicional.
39. A natureza da informação permite o seu tratamento pelo Mandatário de Monitorização por via informática através de filtros e critérios que permitirão uma eficaz e célere selecção dos eventos relevantes e das suas condições de produção, para efeitos de análise e cumprimento dos Compromissos.
40. Se for detectado, pelo Mandatário de Monitorização, qualquer indício de intervenção humana que possa levantar dúvidas sobre a respectiva justificação ou sobre a existência de comportamento estratégico, o Mandatário de Monitorização reporta essas ocorrências à AdC, nos moldes e prazos definidos na Minuta de Contrato de Mandato de Monitorização aprovada pela AdC, e especificados no Contrato de Mandato de Monitorização, após pedir à Notificante os esclarecimentos que considere relevantes.
41. Após o reporte dessas ocorrências, a Notificante compromete-se a proceder à análise das situações identificadas pelo Mandatário de Monitorização, justificando-as e complementando essa informação com informação relevante que compreenda uma análise do impacto que essas intervenções possam ter tido no funcionamento do mercado da reserva terciária, designadamente fornecendo informação sobre a actuação do Grupo EDP no mercado de reserva terciária e sobre os preços e volumes contratados pelas suas centrais nesse mercado.
42. O Mandatário de Monitorização elabora um relatório anual em que reporta e analisa todas as ocorrências identificadas e os esclarecimentos prestados, após ter dado à Notificante a oportunidade de se pronunciar sobre o projecto de relatório. O relatório é transmitido à AdC e à Notificante, mais apresentando as suas conclusões quanto à existência ou inexistência de ocorrências não justificadas nos termos do presente documento.
43. A Notificante não se opõe a que o relatório anual a que se refere o parágrafo anterior, bem como qualquer outra informação resultante do cumprimento dos Compromissos, sejam transmitidos à ERSE.
44. Compete assim, em síntese, ao Mandatário de Monitorização:
 - Analisar toda a informação compreendida no âmbito das obrigações de envio dos registos da velocidade média do vento e da potência média registada e, bem assim, de envio dos registos de alarmística por aerogerador;

- Analisar todas as incidências em que exista intervenção humana (*remote reset/local reset*/diminuições de produção, etc.) para verificar se são ou não justificáveis do ponto de vista técnico, captando todos os desvios à curva de potência, mesmo os inferiores a 10%, mas limitando-os às situações em que ocorreu intervenção humana (*i.e.*, cuja justificação não seja automaticamente fornecido pelo sistema);
 - Avaliar a razoabilidade dessas incidências (por exemplo, a sistematicidade das falhas de equipamentos e as horas a que falham, se falham em horas de maior ou menos eolicidade, etc.).
Caso se detectem ocorrências cuja justificação não se encontre no âmbito técnico da operação e manutenção dos activos em causa, a EDP *Renewables* compromete-se a fornecer toda a informação sobre a sua actuação no âmbito do mercado da reserva terciária;
 - Emitir um relatório anual sobre o cumprimento dos Compromissos, sem prejuízo do reporte imediato à AdC de quaisquer ocorrências que não pareçam justificadas, após audição da Notificante.
45. No entender da Notificante, o cumprimento das funções pelo Mandatário de Monitorização permitirá identificar a razão por que ocorreu qualquer intervenção humana, designadamente se a mesma é imputável a uma decisão premeditada (ou “estratégica”) por parte da Notificante, ou antes, se decorreu da existência de uma avaria ou de outro motivo ordem externa (*e.g.* instrução do ORT) ou mesmo de ineficiência do próprio aerogerador, com as consequências previstas no presente documento de Compromissos em caso de incumprimento do 1.º Compromisso.
46. A Notificante assegura fornecer ao Mandatário de Monitorização o acesso a toda a informação que seja necessária e conveniente ao cabal desempenho das funções previstas na Decisão e no Contrato de Mandato de Monitorização.
47. A Notificante reconhece que, sem prejuízo para o cabal cumprimento da Decisão e das condições e obrigações dela constantes, compete ao Mandatário de Monitorização definir a metodologia que considere adequada e necessária para o cumprimento das suas obrigações.
- Uma maior densificação das funções que o Mandatário de Monitorização irá desempenhar no contexto dos presentes Compromissos encontra-se em documento anexo ao presente documento de Compromissos (cfr. **Anexo C.7 [CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível]**).
- (v) **Obrigação de manutenção da monitorização já decorrente dos contratos celebrados, e em vigor**
48. A Notificante considera que a maximização da disponibilidade (e, portanto, da capacidade para produzir) de todos e cada um dos aerogeradores que integram os Parques eólicos a adquirir já se encontra actualmente garantida em razão dos contratos

de serviços de manutenção dos aerogeradores, designadamente nos **[CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível]**.

49. Refira-se a este respeito que, no âmbito dos contratos de serviços de manutenção, o histórico da Notificante evidencia o interesse desta na maximização da disponibilidade e, conseqüentemente, na produção de energia. De facto, a disponibilidade dos parques da Notificante em 2014 foi de **[95-100]**%, tendo superado não só a média do mercado como os objectivos contratuais de disponibilidade que já se encontravam em **[95-100]**%. Esta superação da disponibilidade dos equipamentos aconteceu também em 2013 **[95-100]**%, 2012 **[95-100]**% e 2011 **[95-100]**%.
50. Estes níveis de **[CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível]**.
51. A Notificante compromete-se a manter em vigor todas as obrigações que resultam dos referidos contratos, durante o período de vida útil dos activos eólicos a adquirir, salvo motivo fundamentado, designadamente previsto na lei ou nos contratos.
52. Importa salientar que a ENERCON GmbH tem também acesso, através de um Centro de Despacho próprio instalado na sua sede na Alemanha, aos sistemas fonte de informação, com base nos quais são extraídos os parâmetros de actividade dos activos a adquirir para a determinação **[CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível]**.

(vi) Duração dos Compromissos

53. A Notificante propõe que os Compromissos tenham a duração de **[2-5]** anos, sendo a informação objecto dos Compromissos supra elencados comunicada anualmente, até 31 de Março do ano seguinte, directamente à AdC e/ou ao Mandatário de Monitorização.
54. Findo o prazo de **[2-5]** anos referido tem lugar a reapreciação dos compromissos e, mantendo-se as preocupações jusconcorrenciais que estão na base dos presentes compromissos, a AdC pode, ouvida a Notificante, determinar o Desinvestimento dos Activos a adquirir ou, excepcionalmente, a prorrogação do prazo de duração dos compromissos por mais **[1-4]** anos.
55. No final do prazo de prorrogação de **[1-4]** anos referido no ponto anterior, a AdC pode, ouvida a Notificante, declarar a cessação dos compromissos ou, mantendo-se as preocupações jusconcorrenciais que estão na base dos presentes compromissos, determinar o Desinvestimento dos Activos a adquirir.
56. Sem prejuízo dos pontos anteriores, a reapreciação dos Compromissos poderá ter lugar a todo o tempo no caso de se verificar algum dos seguintes eventos:
 - a. Entre em funcionamento o mercado intradiário em contínuo;
A entrada em funcionamento do mercado intradiário em contínuo (por oposição às actuais 6 sessões diárias de negociação) está prevista para o início de 2017 e aproximará a negociação do tempo real, permitindo o acréscimo da resolução de desvios de produção/consumo no mercado intradiário, e a conseqüente

redução da necessidade de mobilização de reservas, em particular de terciária (v.g. **Anexo C.8 [CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível]**);

- b. Ocorra o aprofundamento da dimensão geográfica do mercado comum de serviços de sistema, com a implementação do Projecto TERRE.

Os «TSOs» (*i.e.*, os operadores de sistema) têm em preparação o projecto «TERRE», que consiste num aprofundamento do BALIT, com entrada prevista para 2017. O projecto TERRE consistirá num mercado de troca de reservas terciárias entre TSOs, abrangendo todas as reservas disponíveis oferecidas pelas empresas nos vários países, e com um algoritmo comum designado por CMO («*Common Merit Order*»), que vai permitir seleccionar as reservas mais baratas disponíveis, tendo em conta a interligação disponível, funcionando como um *market coupling* do sistema de reservas. Pela importância que a implementação do projecto TERRE assume no alargamento do mercado de reserva terciária, considera-se ser este um facto relevante que poderá justificar uma reapreciação por parte da AdC da necessidade de manutenção do Compromisso. Ou seja, por esta via, a dimensão do mercado de serviços de sistema, designadamente de reserva terciária, poderá ser ampliada para o âmbito ibérico, colocando o Grupo EDP em concorrência directa com os restantes operadores ibéricos também neste mercado.

Recorde-se ainda que, entretanto, no âmbito do Memorando de Entendimento relativo ao BALIT, firmado pela REN, REE e RTE com o patrocínio da ACER (Agência para a Cooperação dos Reguladores Europeus de Energia), a ERSE aprovou, em Abril de 2014, o novo *Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do Setor Elétrico*^[1], no qual, no Procedimento 13, se estabelecem as condições de troca de reserva de regulação entre os operadores de sistema (no caso, português e espanhol), passou a ser possível desde meados de 2014 “a troca de reserva de regulação entre sistemas, tendo em vista a otimização da utilização dos recursos disponíveis e a redução da energia de reserva de regulação mobilizada em cada um dos sistemas elétricos participantes. Os operadores de redes de transporte serão considerados, com as devidas adaptações, como um Agente de Mercado produtor” (sublinhado nosso).

A esperada duplicação da capacidade da interligação entre Espanha e França para os 2.800 MW (já inaugurada em 20 de Fevereiro de 2015 e com entrada em operação prevista para o Verão de 2015) potenciará o alargamento geográfico do mercado;

- c. Se verifique a entrada de novas empresas ou de novas centrais hídricas com capacidade de prestação de serviços de sistema, nomeadamente por parte de concorrentes do Grupo EDP, com capacidade mínima instalada de **[75-150]** MW;

[1] O texto integral pode encontrar-se em: http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/operacaodasredes/Documents/MPGGS%20SE%20consolidado_Abril2014_vs%20PEexterno.pdf, acedido pela EDP Renewables, SGPS, S.A. a 20 de Maio de 2015.

57. Na sequência da reapreciação prevista no ponto anterior, a AdC pode, determinar, ouvida a Notificante, a cessação dos Compromissos ou, mantendo-se as preocupações jusconcorrenciais que estão na base dos presentes compromissos, a sua manutenção pelo prazo remanescente.
58. A AdC pode ainda reapreciar os Compromissos a todo o tempo:
- Após a recepção do relatório anual elaborado pelo Mandatário de Monitorização, referido no § 42, ou de qualquer reporte do mandatário nos termos referidos no § 40;
 - No caso de o Mandatário de Monitorização manifestar expressamente a sua incapacidade para o desempenho das funções que lhe são cometidas, podendo determinar o Desinvestimento dos Activos a adquirir, nos termos dos §§ 54 e 55, quando a monitorização prevista nos Compromissos se revele inadequada a garantir a maximização da produção e a não utilização estratégica dos Parques eólicos a adquirir (no âmbito desta operação de concentração) e do Parque Eólico da EDP.
59. Os compromissos cessam, independentemente do decurso do prazo inicial de **[2-5]** anos, no momento em que os Parques eólicos a adquirir passem a ser controlados conjuntamente, nos termos e para os efeitos do RJC, pelo Grupo EDP e por uma ou mais empresas. Em qualquer caso, a Notificante compromete-se a acordar com os potenciais associados que o objectivo da gestão dos activos em causa será o da maximização da produção e da receita proveniente desses mesmos activos.
60. A Notificante compromete-se ainda, mesmo após a cessação dos Compromissos, a fornecer à AdC toda a informação relevante, sempre que esta o solicite, estando disponível para o recurso aos serviços de uma empresa que, com independência, possa exercer funções equivalentes às do Mandatário de Monitorização, nos mesmos termos elencados no presente documento de Compromissos.

(vii) Desinvestimento dos activos a adquirir

61. O Contrato de Alienação e o(s) adquirente(s) de controlo conjunto devem ser previamente aprovados pela AdC.
62. Para que seja aprovado pela AdC, o(s) adquirente(s) de controlo conjunto deve(m) ser independente(s) da Notificante e das empresas que integrem a mesma unidade económica nos termos do n.º 2 do artigo 3.º do RJC, e a alienação não deve ser susceptível de criar, *prima facie*, preocupações concorrenciais nem preocupações quanto à implementação do Contrato de Alienação.
63. Com vista à aprovação pela AdC, a minuta final do Contrato de Alienação deve ser remetida à AdC, devendo ser acompanhada de informação que permita à AdC avaliar o cumprimento dos requisitos descritos no ponto anterior, bem como a conformidade do desinvestimento com os termos previstos nos Compromissos.
64. A Notificante terá cumprido a Condição de Alienação se, no prazo máximo de **[<12]** meses, contado do momento que determina o Desinvestimento dos Activos a adquirir,
- Nota: indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato 88 haja sido considerado como confidencial**

nos termos dos presentes Compromissos, e acrescido das suspensões que devam ter lugar para apreciação das minutas de contrato de alienação pela AdC e/ou de eventual operação de concentração pela AdC ou por outras autoridades de concorrência, celebrou um Contrato de Alienação e procedeu à Alienação.

Secção C. SELECÇÃO DO MANDATÁRIO DE MONITORIZAÇÃO

65. O processo de designação do Mandatário de Monitorização obedecerá às disposições elencadas nos parágrafos seguintes.
66. A Notificante submete à AdC, até 7 dias após a Data da Notificação da Decisão, lista incluindo pelo menos três potenciais mandatários de monitorização e respectiva Minuta do Contrato de Mandato de Monitorização. A Minuta, os presentes Compromissos e, sem limitação, o respectivo Anexo C.7 (**[CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível]**) constituem a base para a construção do caderno de encargos, em conjunto com o Mandatário de Monitorização, relativo aos serviços a serem prestados pelo Mandatário de Monitorização.
67. A AdC identificará pelo menos **[1-5]** empresas que satisfaçam as condições de competência técnica e independência que considere adequadas para o exercício das funções de Mandatário de Monitorização.
68. A Notificante inicia de imediato negociações, em condições de mercado, com as entidades aprovadas com vista a obter um acordo sobre o Mandato de Monitorização e o caderno de encargos.
69. O Contrato de Mandato de Monitorização e o caderno de encargos acordados serão submetidos à AdC para aprovação.
70. Caso não sejam identificadas pela AdC empresas em condições de exercer as funções de Mandatário de Monitorização, a Notificante submete nova lista de potenciais mandatários, nos termos do § 66. Caso seja apenas identificada uma empresa nas referidas condições, a Notificante poderá iniciar de imediato negociações com essa entidade ou submeter nova lista nos termos do § 66.
71. Em caso de cessação antecipada do Contrato de Mandato de Monitorização, nomeadamente por denúncia, revogação ou resolução, tem lugar novo processo de indicação e nomeação, apresentando a Notificante uma nova lista de entidades que reúnam as condições de independência, competência e experiência requeridas, no prazo de 5 dias úteis a contar do momento em que teve conhecimento da futura cessação ou, caso não tenha conhecimento antecipado, a contar da cessação do Contrato de Mandato de Monitorização. O Mandatário de Monitorização cessante mantém-se em funções até à entrada em vigor do novo Mandato de Monitorização.
72. Se decorridos **[1-6]** meses contados da data da Decisão, não contabilizando para este efeito os tempos de apreciação da AdC, não tiver contratado um Mandatário de Monitorização que preencha os requisitos acima definidos, a Notificante compromete-se **[CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível]**.

Nota: indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato 89 haja sido considerado como confidencial

73. O Mandatário de Monitorização exerce as suas funções a partir da data da assinatura do Contrato de Mandato de Monitorização, mas desempenhará as suas funções tendo por referência o período iniciado com a Data da Decisão.
74. A implementação da operação de concentração só pode ocorrer após a aprovação, pela AdC, de pelo menos **[1-3]** entidade que satisfaça as condições de competência técnica e independência que a Autoridade considere adequadas para o exercício das funções de Mandatário de Monitorização e da Minuta de Contrato de Mandato de Monitorização.

O documento de compromissos é acompanhado por oito (8) documentos, em anexo à presente decisão, e que fazem parte integrante da mesma.

Lisboa, 14 de agosto de 2015

O Conselho da Autoridade da Concorrência,

X

António Ferreira Gomes
Presidente

X

Nuno Rocha de Carvalho
Vogal

X

Maria João Melícias
Vogal

Índice

1	OPERAÇÃO NOTIFICADA	2
2	AS PARTES.....	2
2.1	Empresa Adquirente	2
2.2	Empresa Adquirida	3
3	NATUREZA DA OPERAÇÃO.....	4
4	MERCADOS RELEVANTES.....	5
4.1	Mercado do Produto Relevante	5
4.2	Mercado Geográfico Relevante	9
4.3	Conclusão	18
5	MERCADOS RELACIONADOS	19
5.1	Serviços de sistema.....	19
5.2	Distribuição de energia elétrica em Alta e Média Tensão.....	24
5.3	Comercialização de energia elétrica	25
5.4	Conclusão relativa aos mercados relevantes e relacionados	26
6	AValiação JUS-CONCORRENCIAL.....	27
6.1	Mercado Relevante da produção de energia elétrica	27
6.2	Mercados Relacionados	44
6.2.1	Mercados de banda secundária, energia secundária e reserva terciária a subir e a descer	44
6.2.2	Mercado de distribuição de energia elétrica em Alta e Média tensão	54
6.2.3	Mercado de comercialização de energia elétrica a clientes finais	54
6.3	Conclusão da avaliação jusconcorrencial	56
7	PARECER DO REGULADOR SETORIAL	56
8	COMPROMISSOS	59
8.1	Compromissos apresentados no decurso da instrução – teste de mercado	59
8.2	Da consulta a terceiros operadores de mercado ao segundo pacote de compromissos, de 22 de junho de 2015	62
8.3	Da consulta à ERSE ao segundo pacote de compromissos, de 22 de junho de 2015 62	
8.4	Proposta final de compromissos – revisão de 5 de agosto de 2015.....	63
8.5	Apreciação da proposta final de compromissos.....	66
8.6	Conclusão	72
9	AUDIÊNCIA DE INTERESSADOS.....	72
10	DELIBERAÇÃO DO CONSELHO	73

Índice de Tabelas

Tabela 1 – Volume de negócios do Grupo EDP, para os anos de 2011, 2012 e 2013.....	3
Tabela 2 – Volume de negócios dos Ativos ENEOP, para os anos de 2011, 2012 e 2013	4
Tabela 3 – Ofertas de troca de reservas entre o sistema Português e o sistema Espanhol nos 4 primeiros meses de 2015	22
Tabela 4 – Estrutura do mercado da produção de energia elétrica em Portugal Continental, em capacidade de produção MW, em 2011, 2012 e 2013	27
Tabela 5 – Estrutura do mercado da produção de energia elétrica em Portugal Continental, em capacidade de produção MW, por tecnologia, em 2013 e 2014.....	28
Tabela 6 – Estrutura do mercado da produção de energia elétrica em Portugal Continental, em energia produzida (GWh), em 2011, 2012 e 2013.....	29
Tabela 7 – Capacidade de produção de energia elétrica dos ativos a adquirir à ENEOP e do grupo EDP, em Portugal Continental	30
Tabela 8 – Produção de energia elétrica dos ativos a adquirir à ENEOP e do grupo EDP, em Portugal Continental	31
Tabela 9 – Estrutura do mercado da produção de energia elétrica na Península Ibérica, em capacidade de produção MW, em 2011, 2012 e 2013	31
Tabela 10 – Quota de mercado do grupo EDP na Península Ibérica, em energia produzida (GWh), em 2011, 2012 e 2013	32
Tabela 11 – Posição de monopolista residual da EDP em 2012, 2013 e 2014.....	33
Tabela 12 – Preço médio de venda da energia elétrica dos parques eólicos da EDP Renewables pré-concentração	35
Tabela 13 – Preço médio de venda da energia elétrica dos ativos a adquirir ENEOP	35
Tabela 14 – Características de controlo remoto dos aerogeradores da EDP Renewables e dos a adquirir à ENEOP	38
Tabela 15 – Parques eólicos da EDP Renewables e dos a adquirir à ENEOP por potência do aerogerador.....	39
Tabela 16 – Estrutura de oferta do mercado de banda secundária em Portugal Continental, em 2012, 2013 e 2014.....	44
Tabela 17 – Estrutura de oferta dos mercados de reserva terciária a subir e a descer, em 2012, 2013 e 2014.....	45
Tabela 18 – Impacto das trocas de reserva entre Portugal e Espanha na quota de mercado da EDP na reserva a subir e na reserva a descer em 2014 e nos 4 primeiros meses de 2015	46
Tabela 19 – Estrutura de oferta dos mercados de reserva terciária a subir e a descer, em 2012, 2013 e 2014.....	48
Tabela 20 – reserva terciária média a subir e a descer em 2012, 2013 e 2014.....	49
Tabela 21 – Disponibilidade e taxas de utilização em 2012, 2013 e 2014	49
Tabela 22 – Impacto da redução em 1% nas taxas de utilização dos parques eólicos sobre a procura de reserva terciária a subir em 2012, 2013 e 2014.....	50
Tabela 23 – Estrutura da oferta do fornecimento a Grandes consumidores e clientes Industriais, em Portugal Continental, em finais de 2012, 2013 e 2014	55
Tabela 24 – Estrutura da oferta do fornecimento a Pequenos Negócios e a clientes Domésticos, em Portugal Continental, em finais de 2012, 2013 e 2014	55