

Ccent. 55/2015
EDP Renewables/Sociedades Ventinveste

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]

04/02/2016

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

Processo Ccent. 55/2015 – EDP Renewables/Sociedades Ventinveste

1 OPERAÇÃO NOTIFICADA

1. Em 13 de novembro 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, SGPS, S.A. (doravante “EDP Renewables”) do controlo exclusivo sobre um conjunto de sociedades, presentemente detidas pela Ventinveste, SGPS, S.A. (doravante e em conjunto “Sociedades Ventinveste”).
2. Em concreto, as Sociedades Ventinveste – objeto da presente operação de concentração – são as seguintes: Parque Eólico do Cabeço Norte, S.A., Parque Eólico do Pinhal Oeste, S.A., Parque Eólico do Planalto, S.A., Parque Eólico da Serra do Oeste, S.A. e Parque Eólico de Torrinhelas, 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 a) do n.º 3 do mesmo artigo, e está sujeita à obrigatoriedade de notificação prévia, por preencher a condição enunciada nas alíneas a) 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. Segundo a ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (doravante “ERSE”), em 2015, a capacidade instalada do Grupo EDP para a produção eólica ascende a 1241,2 MW.

7. O volume de negócios realizado pelo Grupo EDP, em Portugal, no Espaço Económico Europeu (“EEE”) e a nível mundial em 2012 a 2014, 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 2012 a 2014

<i>Milhões Euros</i>	2012	2013	2014
Portugal	[>100]	[>100]	[>100]
EEE	[>100]	[>100]	[>100]
Mundial	[>100]	[>100]	[>100]

Fonte: Notificante.

2.2 Empresa Adquirida

8. O conjunto de 5 Sociedades Ventinveste a adquirir têm por objeto exclusivo a construção e a exploração de parques eólicos de produção de eletricidade, com uma capacidade total de produção a instalar de 216,4 MW.¹
9. Individualmente, as Sociedades Ventinveste a adquirir apresentam as seguintes capacidades de produção de energia elétrica:
- Parque Eólico do Cabeço Norte, S.A.: **[CONFIDENCIAL – segredo de negócio]** MW, explorados pelo Parque Eólico do Sabugal;
 - Parque Eólico do Pinhal Oeste, S.A.: **[CONFIDENCIAL – segredo de negócio]** MW, explorados pelo Parque Eólico de Sernancelhe II;
 - Parque Eólico do Planalto, S.A.: **[CONFIDENCIAL – segredo de negócio]** MW, explorados pelo Parque Eólico do Cercal;
 - Parque Eólico da Serra do Oeste, S.A.: **[CONFIDENCIAL – segredo de negócio]** MW, explorados pelo Parque Eólico da Maúnça e 50 MW explorados pelo Parque Eólico de S. Bento;
 - Parque Eólico de Torrinhelas, S.A.: **[CONFIDENCIAL – segredo de negócio]** MW, explorados pelo Parque Eólico do Codeçal.²
10. Apesar das Sociedades Ventinveste terem sido constituídas em 2007, os respetivos parques eólicos ainda não se encontram construídos. Assim, considerando a ausência de qualquer atividade comercial, as Sociedades Ventinveste ainda não realizaram quaisquer volumes de negócios.

¹ As Sociedades Ventinveste são, atual e integralmente, detidas pela Ventinveste, S.A., cujo controlo é repartido entre a Galp Gas & Power, SGPS, S.A. e pelo Grupo Martinfer.

² Cfr. email da Notificante de 7 de janeiro de 2016.

3 NATUREZA DA OPERAÇÃO

11. A operação de concentração em causa consiste na aquisição do controlo exclusivo pela EDP Renewables do conjunto das 5 Sociedades Ventinveste.
12. Não obstante ainda não se encontrarem construídos, aquando da sua entrada em exploração o conjunto de parques eólicos afetos às cinco Sociedades Ventinveste totalizará uma capacidade de produção de energia elétrica de 216,4 MW.
13. Atendendo a que, tanto o Grupo EDP como as Sociedades Ventinveste produzem energia elétrica (atual ou em potência), a presente operação de concentração tem natureza horizontal.

4 MERCADOS RELEVANTES

4.1 Mercado do Produto Relevante

14. A prática decisória da AdC³ e da Comissão Europeia (“Comissão”)⁴ tem identificado as seguintes atividades para efeitos de delimitação dos mercados relevantes no setor elétrico, considerando-se que as mesmas integram mercados de produto distintos, ainda que verticalmente relacionados:
 - (i) Produção;
 - (ii) Serviços de sistema;
 - (iii) Transporte;
 - (iv) Distribuição;
 - (v) Comercialização.
15. A produção de energia elétrica pode ser realizada em regime ordinário ou em regime especial⁵. Os produtores ligam-se às redes de transporte ou, no caso da produção de menor dimensão, às redes de distribuição. Os produtores em regime ordinário prestam

³ Cf. Decisões da AdC relativas aos processos Ccent n.º 2/2008 – EDP/Pebble Hydro*H. Janeiro de Baixo e Ccent. n.º 6/2008 – EDP/Ativos EDIA (Pedrógão*Alqueva), ambas de 25 de junho de 2008, Ccent. n.º 23/2010 – EDP/Greenvougá, de 13 de dezembro de 2010 e Ccent. n.º 9/2015 – EDP Renewables/Ativos ENEOP, de 14 de agosto de 2015.

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.

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, a este propósito, 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, n.º 104/2010, de 29 de setembro e n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

serviços de sistema requeridos pelo operador da rede de transporte para equilibrar a produção total face à procura de energia elétrica⁶.

16. 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.
17. As referidas atividades requerem ativos distintos e as estruturas de oferta são heterogéneas, uma vez que envolvem monopólios regulados nas redes de transporte e de distribuição e atividades liberalizadas no que respeita à produção, aos serviços de sistema e à comercialização.
18. Como tal, a prática decisória tanto da AdC como da Comissão tem vindo a autonomizar estas 5 atividades em mercados distintos, sem prejuízo da aplicação de delimitações mais finas em algumas dessas 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).
19. Conforme referido *supra*, os Ativos das Sociedades Ventinveste, objeto da presente operação de concentração, dizem respeito a um conjunto de licenças para a construção e exploração de parques eólicos, os quais terão como atividade a produção de energia elétrica em regime especial.
20. Ora, no que respeita à produção de energia elétrica, esta atividade é realizada por centrais em regime ordinário e por centrais em regime especial, podendo a mesma também ser importada.
21. A energia elétrica resultante da atividade de produção é comercializada por grosso em mercados organizados, à vista e a prazo, em plataformas comuns a Portugal e a Espanha, respetivamente o OMIE⁹ e o OMIP¹⁰ (bolsa de derivados do MIBEL¹¹), bem como em contratação bilateral.
22. 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:

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 a produção e o consumo e, dessa forma, 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/Ativos EDIA (Pedrógão*Alqueva), de 25 de junho de 2008, Ccent. n.º 23/2010 – EDP/GREENVOUGA, de 13 de dezembro de 2010 e Ccent. n.º 9/2015 – EDP Renewables/Ativos ENEOP, de 14 de agosto de 2015.

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

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.

- 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 as empresas Tejo Energia e a 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 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

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.

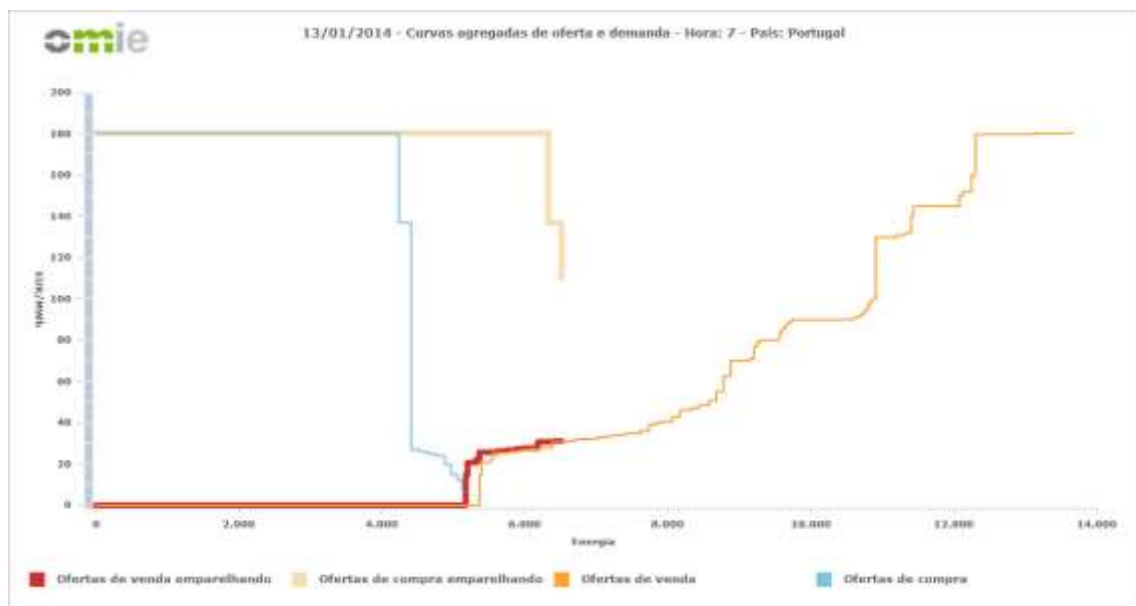
¹⁴ Vide artigo 33-G.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, alterado pelos Decretos-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro, n.º 199/2007, de 18 de maio, n.º 264/2007, de 24 de julho, n.º 23/2009, de 20 de janeiro, n.º 104/2010, de 29 de setembro e n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

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.

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.

23. 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, em parte, pela PRE colocada em mercado pela EDP SU.

Figura 1 – Curvas agregada de oferta e procura em Portugal, na hora 7 do dia 13/01/2014



Fonte: OMIE.

24. Em virtude de todas as formas de produção de energia elétrica (incluindo as importações) serem constituintes da oferta para efeitos da formação de preço em mercado organizado, bem como considerando que todas produzem o mesmo produto homogéneo, a AdC tem considerado a produção de energia elétrica como um único mercado de produto, integrando todos os regimes de produção (CAE, CMEC, PRE e a restante produção em regime ordinário)¹⁸.

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, 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 os produtores nacionais, ordenada por preço crescente, incluindo também as ofertas da REN Trading, para os CAE em vigor, bem como a revenda de PRE pela EDP SU.

¹⁸ Decisões da AdC relativas aos processos Ccent. n.º 29/2004 – Turbogás/National Power International, de 7 de setembro de 2004, Ccent. n.º 16/2005 – Erenova / Ortiga / Safra, de 11 de

25. No caso da PRE, sendo esta colocada a preço zero no mercado à vista, o seu impacto na formação do preço da eletricidade estabelece-se essencialmente a partir do efeito quantidade, nomeadamente pelo efeito de deslocação da curva da oferta.

4.2 Mercado Geográfico Relevante

26. 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 da Madeira, em virtude de serem territórios insulares, não se encontram abrangidas pelo processo de abertura do mercado. Como tal, as mesmas regiões não são afetadas pela operação de concentração em apreço, cingindo-se a presente análise ao território nacional continental.
27. Para análise do âmbito geográfico do mercado da produção de energia elétrica, importa atender (i) aos mecanismos através dos quais se formam os preços grossistas, (ii) ao 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).
28. O mercado organizado à vista, comum a Portugal e Espanha, adota um modelo de gestão de congestionamento na utilização da capacidade de interligação, que é 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.
29. 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.
30. 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. Ou seja, 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.
31. Pelo contrário, a ausência de congestionamento no sentido importador implica 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.
32. O congestionamento no sentido exportador ocorre perante uma 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 e da capacidade de exportação – vide figura 3 acima – e o preço que se forma em Portugal Continental é

novembro de 2005, Ccent n.º 02/2008 – EDP/Pebble Hydro*H. Janeiro de Baixo e Ccent. n.º 6/2008 – EDP/Ativos EDIA (Pedrógão*Alqueva), ambas de 25 de junho de 2008, Ccent. n.º 23/2010 – EDP/Greenvougá, de 13 de dezembro de 2010 e Ccent. n.º 9/2015 – EDP Renewables/Ativos ENEOP, de 14 de agosto de 2015.

inferior ao preço em Espanha, em resultado das condições mais favoráveis da oferta em Portugal.

33. 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.
34. 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.
35. A evolução do regime de separação de mercados, bem como os fatores determinantes de tal separação, em particular os que se relacionam com a evolução da procura e da oferta de energia elétrica em Portugal Continental, foram objeto de análise pela AdC na sua decisão de 14 de agosto de 2015, no processo Ccent. n.º 9/2015 – EDP Renewables/Ativos ENEOP, para onde se remete a presente análise, uma vez que se considera que os elementos e as conclusões aí apresentados se mantêm integralmente válidos e atuais.
36. Reproduzem-se sumariamente, a seguir, as principais conclusões que foram apresentados na referida decisão da AdC, de 14 de agosto de 2015, relativos à evolução do regime de separação de mercados:
 - (i) Reconhece-se que se tem vindo a verificar uma aproximação dos preços grossistas da energia elétrica em Portugal Continental e em Espanha, sobretudo a partir de 2009, movimento de aproximação que é inverso à evolução da frequência do mecanismo de separação de mercados¹⁹;
 - (ii) Também se reconhece que o fenómeno de separação de mercados tem vindo a decrescer, traduzido na redução das horas em que se verifica o congestionamento da capacidade de interligação entre Portugal e Espanha²⁰;
 - (iii) O sistema elétrico nacional tem observado 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. Com efeito, o sistema torna-se exportador nos períodos de pico de produção de origem renovável, enquanto nos períodos de baixa produção hídrica e eólica o recurso às importações é mais significativo²¹;
 - (iv) Nota-se, assim, um crescimento do fenómeno da separação de mercados no sentido exportador – com a capacidade de exportação a ser utilizada no máximo com alguma frequência – nos períodos com maior produção hidroelétrica, como é o caso dos invernos de 2012/13 e 2013/14²²;

¹⁹ Cf. § 38 e Figura 4 da referida decisão da AdC, de 14 de agosto de 2015, no processo Ccent. n.º 9/2015 – EDP Renewables/Ativos ENEOP.

²⁰ Cf. § 39 e Figura 5 da referida decisão da AdC, de 14 de agosto de 2015, no processo Ccent. n.º 9/2015 – EDP Renewables/Ativos ENEOP.

²¹ Cf. §§ 45 e 46 da referida decisão da AdC, de 14 de agosto de 2015, no processo Ccent. n.º 9/2015 – EDP Renewables/Ativos ENEOP.

²² *Idem*.

- (v) Concluiu-se ainda que, a partir de 2009, se conjugaram dois efeitos com potencial impacto na redução dos congestionamentos – a quebra na procura total de energia elétrica, acompanhada por um aumento 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 mercado²³. Nessa medida, uma eventual recuperação da procura nacional de energia elétrica, num contexto macroeconómico mais favorável, tenderá a inverter o fenómeno de diminuição dos períodos de congestionamento;
- (vi) Por último, concluiu-se ainda que a previsível 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 as centrais a carvão custos de produção significativamente mais baixos do que as centrais a gás natural, a desativação das centrais a carvão em Portugal, em momento anterior à desativação de tais centrais em Espanha, poderá resultar, com uma elevada probabilidade, na substituição da produção a carvão em Portugal por importações de energia elétrica, podendo tal conduzir ao regresso mais frequente do fenómeno da separação de mercados no sentido importador.²⁴

4.3 Conclusão

- 37. A AdC reconhece que a aproximação de preços entre Portugal e Espanha, bem como a redução de congestionamentos entre estes dois territórios, constituem sinais de uma crescente integração de mercados.
- 38. 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 de 2013/2014.
- 39. 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.
- 40. 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.
- 41. 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.
- 42. Neste contexto, a AdC considera que se mantém atual o seu entendimento expresso em anteriores decisões²⁵, definindo como nacional a dimensão geográfica do mercado

²³ Cf. § 42 e Figuras 8 e 9 da referida decisão da AdC, de 14 de agosto de 2015, no processo Ccent. n.º 9/2015 – EDP Renewables/Ativos ENEOP.

²⁴ Cf. § 47 da referida decisão da AdC, de 14 de agosto de 2015, no processo Ccent. n.º 9/2015 – EDP Renewables/Ativos ENEOP.

²⁵ Cf. Decisões da AdC relativas aos processos Ccent. n.º 02/2008 – EDP/Pebble Hydro*H. Janeiro de Baixo e Ccent. n.º 6/2008 – EDP/Ativos EDIA (Pedrógão*Alqueva), ambas de 25 de junho de 2008,

da produção de energia elétrica, pelo menos nas horas em que existe congestionamento.

43. Nas horas em que não existe congestionamento, a dimensão geográfica da produção elétrica poderá eventualmente corresponder à Península Ibérica.
44. 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.*

5 MERCADOS RELACIONADOS

5.1 Ponto Prévio

45. Ainda que se pudessem considerar, para efeitos da definição dos mercados relacionados, as atividades de distribuição e de comercialização de energia, a AdC não identificou qualquer preocupação jusconcorrencial nesses mercados, resultante da operação de concentração.
46. A análise dos impactos nestes mercados não seria distinta no presente procedimento, face à que foi apresentada na decisão da AdC de 14 de agosto de 2015, no âmbito do processo Ccent. n.º 9/2015 – EDP Renewables/Ativos ENEOP, para onde se remete.
47. Assim, opta-se por focar a análise nos mercados suscetíveis de serem afetados pela presente operação de concentração, ou seja, no mercado (relevante) da produção de energia elétrica e nos mercados (relacionados) dos serviços de sistema que definiremos a seguir.

5.2 Serviços de sistema

48. 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.
49. O equilíbrio do balanço entre produção e consumo 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.
50. 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.
51. 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

Ccent. n.º 23/2010 – EDP/Greenvoug, de 13 de dezembro de 2010 e Ccent. n.º 9/2015 – EDP Renewables/Ativos ENEOP, de 14 de agosto de 2015.

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.

52. 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.
53. 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.
54. 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.
55. 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.
56. A contratação destes serviços pode ser realizada mediante mercados organizados ou mediante contratos bilaterais, sendo os principais serviços os seguintes²⁶:
 - 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 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.
57. Aos participantes na prestação deste tipo de serviços é usualmente exigido um elevado grau de flexibilidade produtiva – capacidade de variar a produção num curto espaço de tempo. 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.

²⁶ 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.

58. 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.
59. Os serviços de sistema têm reduzida substituibilidade com as transações de energia nos mercados organizados²⁷, à vista ou a prazo, e são transacionados a preços substancialmente diferentes dos produtos em mercados organizados.
60. 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.
61. 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 produtos²⁸:
- (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.
 - (ii) O serviço de reserva terciária a descer, no qual participam as unidades de produção que venderam energia no 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 de produção que não venderam energia no mercado diário do OMIE, por natureza, as centrais menos competitivas num determinado período horário.
62. 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.
63. 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

²⁷ Cf. Decisões da AdC relativas aos processos Ccent. n.º 02/2008 – EDP/Pebble Hydro*H. Janeiro de Baixo e Ccent. n.º 6/2008 - EDP/Activos EDIA (Pedrógão*Alqueva), ambas de 25 de junho de 2008, Ccent. n.º 23/2010, EDP/Greenvoug, de 13 de dezembro de 2010 e Ccent. n.º 9/2015 – EDP Renewables/Ativos ENEOP, de 14 de agosto de 2015.

²⁸ Cf. Decisão da AdC relativa ao processo Ccent. n.º 23/2010 – EDP/Greenvoug, de 13 de dezembro de 2010 e Ccent. n.º 9/2015 – EDP Renewables/Ativos ENEOP, de 14 de agosto de 2015.

o mercado de banda secundária é, por definição, de dimensão geográfica correspondente ao território de Portugal Continental.

64. A regulação terciária tem por função repor a reserva secundária utilizada. Em anteriores decisões da AdC²⁹ 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.
65. Importa registar o facto de se ter criado, durante o ano de 2014, 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.
66. Saliente-se, no entanto, e em primeiro lugar, 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.
67. 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 nacional³⁰. 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 excepcional dos pressupostos que deram origem à elaboração das ofertas.³¹
68. 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 2 – 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.

²⁹ *Idem.*

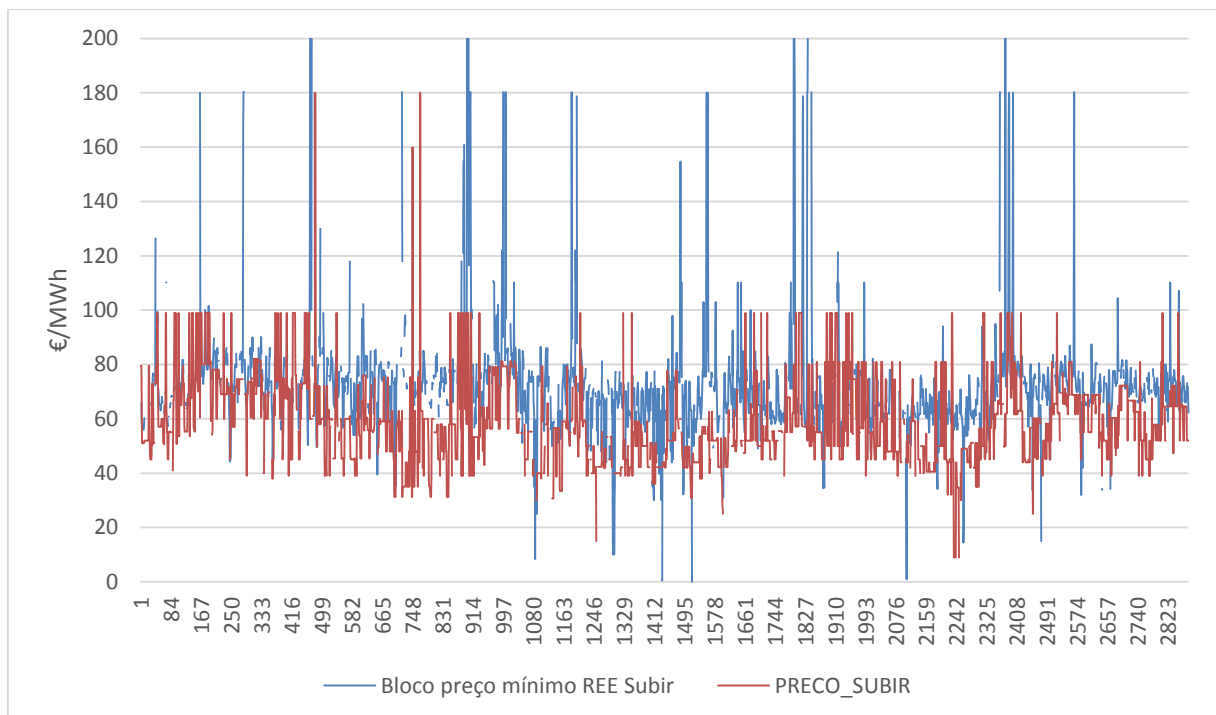
³⁰ Ponto 15 do procedimento n.º 13 do Manual de Procedimentos da Gestão Global do sistema do sector elétrico (MPGGSS), aprovado pela ERSE em abril de 2014.

³¹ *Idem.*

69. 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).

Figura 2 – 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.

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

70. Em quarto lugar, 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.
71. 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 identificadas³².
72. 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, a AdC considera que se deverá manter o entendimento em relação ao âmbito geográfico dos mercados de regulação terciária expresso em anteriores decisões³³, como correspondendo a Portugal Continental.
73. 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.
74. Face ao exposto, a AdC identifica os seguintes mercados relacionados, para efeitos da presente operação de concentração:
- i. mercado de banda de regulação secundária, em Portugal Continental;
 - ii. mercado de regulação terciária a subir, em Portugal Continental;
 - iii. mercado de regulação terciária a descer, em Portugal Continental.

6 AVALIAÇÃO JUS-CONCORRENCIAL

6.1 Impacto da operação no preço grossista da eletricidade, na gestão da capacidade de interligação e nos serviços de sistema

75. A Notificante defende que a operação de concentração não é passível de suscitar qualquer preocupação jusconcorrencial, pelas razões que, sumariamente, se apresentam a seguir:
- (i) O grupo EDP passará, em resultado da operação de concentração, a controlar **[10-20]**% de toda a capacidade de produção em regime especial em território nacional³⁴, representando os parques eólicos a explorar pelas Sociedades Ventinveste, objeto da presente concentração, apenas **[0-5]**% dessa capacidade total.
 - (ii) Tendo por referência o ano de **[CONFIDENCIAL]**, em que se prevê que todos os parques eólicos das Sociedades Ventinveste já tenham entrado em operação, estima-se que o grupo EDP represente **[10-20]**% da capacidade de produção em

³² Tal como refere a exposição da **[CONFIDENCIAL – Segredo de Negócio]**.

³³ Cf. Decisões da AdC no processo Ccent. n.º 6/2008 - EDP/Ativos EDIA (Pedrógão*Alqueva), de 25 de junho de 2008 e Ccent. n.º 23/2010 - EDP/Greenvouga, de 13 de dezembro de 2010.

³⁴ Tendo por referência os dados de 2014 e assumindo que os parques eólicos das Sociedades Ventinveste, objeto da presente concentração, já se encontravam operacionais.

regime especial, em Portugal, representando os parques eólicos das Sociedades Ventinveste somente **[0-5]**% da oferta disponível.

- (iii) Tendo em conta a dimensão ibérica do mercado de produção de eletricidade nas horas em que não se registam congestionamentos na interligação entre Portugal e Espanha, a quota do grupo EDP no contexto do MIBEL é de **[10-20]**% (com base em dados de 2014 e considerando toda a produção em regime especial e em regime ordinário), enquanto a quota imputável aos parques eólicos das Sociedades Ventinveste – se estes estivessem já em funcionamento – seria de apenas **[0-5]**% no contexto ibérico.
- (iv) Mesmo na perspetiva de um mercado da produção de eletricidade circunscrito ao território nacional (incluindo tanto o regime especial como o regime ordinário), no qual a posição de mercado do grupo EDP é mais elevada, a Notificante entende que a operação não suscita qualquer preocupação jusconcorrencial, atendendo, em particular, a que:
- a. Enquanto atividade regulada, não existe concorrência na PRE de remuneração garantida;
 - A Notificante argumenta que *“sendo a PRE de remuneração garantida [todos os parques eólicos licenciados às Sociedades Ventinveste serão operados em regime especial e com remuneração garantida] uma atividade integralmente regulada, tanto em termos de preço (fixado administrativamente, nos termos da legislação aplicável e, relativamente às Sociedades Ventinveste, do Contrato DGEG), como em termos de quantidades produzidas (o CUR tem o dever de adquirir toda a eletricidade produzida pelas centrais PRE de remuneração garantida), a eliminação da concorrência entre as empresas objeto da operação (...) não se coloca na presente Transação”*.
 - b. A operação de concentração em apreço não faz desaparecer a presença da Ventinveste na PRE;
 - A Notificante faz notar que *“mesmo admitindo a hipótese (para efeitos de raciocínio) de existir alguma pressão concorrencial entre a Ventinveste e a notificante, a Transação não conduzirá à saída da Ventinveste e das suas acionistas (a Galp e a Martifer) da atividade da PRE. Pelo contrário, e a julgar pela informação publicamente disponível, a alienação das Sociedades Ventinveste, e os correspondentes encaixes financeiros e libertação das obrigações do Contrato DGEG, contribuirão para permitir a prossecução com sucesso dos restantes compromissos da Ventinveste no âmbito do Contrato DGEG e do Projeto Âncora”³⁵*.
 - c. Na ausência da operação de concentração, seria muito incerto que os parques eólicos das sociedades Ventinveste viessem a entrar em funcionamento até **[CONFIDENCIAL – segredo de negócio]**;
 - A Notificante nota que *“decorridos mais de oito anos sobre a celebração do contrato [com a DGEG que atribuiu à Ventinveste o direito de contruir*

³⁵ A capacidade atribuída às Sociedades Ventinveste, objeto da operação de concentração (i.e., 216,4 MW), representa cerca de 54% do total da capacidade de produção atribuída à Ventinveste (400 MW). No que se refere à capacidade de produção que se manterá na posse da Ventinveste – i.e., que não será objeto da presente operação de concentração – a Notificante indica que *“embora atualmente*

parques eólicos com uma capacidade instalada de 400 MW], e por razões diversas, no momento presente encontra-se em funcionamento apenas o parque eólico Vale Grande, com 12 MW de potência instalada, ou seja, apenas 3% da potência total atribuída à Ventinveste”.

Assim, considerando a Notificante ser muito incerto que, na ausência da operação de concentração e tendo em conta os investimentos necessários, a maioria dos parques eólicos das Sociedades Ventinveste viessem a ser construídos até ao final de **[CONFIDENCIAL – segredo de negócio]** (i.e., o prazo fixado no Contrato com a DGEG), conclui que *“mesmo que se analisasse a Transação da perspectiva de uma hipotética eliminação da concorrência potencial da Ventinveste, relativamente aos parques eólicos ora adquiridos, seria forçoso concluir que a Ventinveste, pelo menos no que respeita às Sociedades Ventinveste, não constitui um concorrente potencial significativo”.*

76. Nota, contudo, a Notificante que, na recente decisão da AdC de 14 de agosto de 2015, no processo Ccent. n.º 9/2015 – EDP Renewables/Ativos ENEOP, a AdC concluiu que *“dessa operação surgiria reforçada a capacidade e o incentivo de a EDP Renewables adotar comportamentos estratégicos, tanto na gestão da variável disponibilidade, como na gestão da potência efetivamente entregue pelos aerogeradores dos seus parques eólicos”.* Nota igualmente que, face a estas preocupações jusconcorrenciais da AdC, a EDP Renewables apresentou um conjunto de compromissos no âmbito do referido processo, os quais foram *“considerados adequados e suficientes para afastar as preocupações jusconcorrenciais da Autoridade”.*
77. Atendendo às similitudes entre a operação de concentração que agora se analisa e aquela que foi objeto do processo Ccent. n.º 9/2015 – EDP Renewables/Ativos ENEOP, a Notificante, *“embora considere que a presente Transação não suscita qualquer preocupação jusconcorrencial, com vista a permitir à Autoridade adotar uma decisão de não oposição”*, apresentou um conjunto de compromissos, os quais *“seguem tão de perto quanto possível os Compromissos ENEOP”.*
78. A Notificante conclui que *“a análise realizada pela Autoridade sobre a adequação e suficiência dos Compromissos ENEOP é plenamente aplicável aos Compromissos [agora propostos]”* e que, nessa medida, *“qualquer eventual preocupação relativa à capacidade e incentivos da EDP Renewables para adotar comportamentos estratégicos restritivos da concorrência é afastada pelos Compromissos apresentados pela Notificante”.*
79. Ora, conforme concluído *supra* no § 24 e resulta da prática decisória da AdC, considera-se a produção de energia elétrica como um único mercado do produto, incluindo todos os regimes de produção (CAE, CMEC, PRE e a restante produção em regime ordinário). No caso da energia elétrica produzida em regime especial, sendo esta colocada a preço zero no mercado à vista, o seu impacto na formação do preço da eletricidade

*apenas esteja em funcionamento o parque Vale Grande (12 MW), até ao fim de **[CONFIDENCIAL – segredo de negócio]** (...) deverá iniciar-se a exploração dos parques eólicos Vale Chão (22,25 MW) e Douro Sul (149,05 MW), atualmente em construção. Estes dois parques serão construídos em regime de project finance, no âmbito de uma parceria 50%-50% entre a Ventinveste e a Ferrostaal designada de “Projecto Âncora”, e beneficiam de financiamento por um sindicato bancário internacional. É pois muito provável que, no fim de **[CONFIDENCIAL – segredo de negócio]**, a Ventinveste tenha em exploração parques eólicos (em parceria com a Ferrostaal) com uma potência instalada total de 183,6 MW”.*

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

estabelece-se essencialmente a partir do efeito quantidade, nomeadamente pelo efeito de deslocação da curva da oferta.

80. Nessa medida, contrariamente ao entendimento da Notificante expresso *supra* no § 6.1³⁶, deverá considerar-se, para efeitos da avaliação jusconcorrencial, a posição de mercado do grupo EDP (bem como dos ativos a adquirir) a nível da capacidade de produção de energia elétrica, incluindo não apenas a produção em regime especial, mas também a produção em regime ordinário. Neste cenário, o grupo EDP dispõe de uma quota superior a 50%, em Portugal Continental³⁷, o que faz presumir a existência de uma posição dominante da EDP no mercado da produção de energia elétrica.
81. Note-se ainda que, conforme concluído *supra* no § 42, o mercado da produção de energia elétrica (incluindo o regime especial e o regime ordinário) apresenta um âmbito geográfico correspondente a Portugal Continental, nas horas em que existe congestionamento nas interligações com Espanha.
82. Assim, embora se aceite a posição defendida pela Notificante de que nas horas em que não se registam congestionamentos na interligação entre Portugal e Espanha – nas quais se poderá considerar a dimensão ibérica do mercado –, a posição da EDP (bem como dos ativos a adquirir) no mercado da produção de energia elétrica (a nível ibérico)³⁸ não será suscetível de resultar em preocupações jusconcorrenciais, o mesmo já não é válido nas horas em que existe congestionamento nas interligações com Espanha, em que deverá atender-se a uma dimensão geográfica do mercado correspondente a Portugal Continental. Neste último cenário, note-se que o grupo EDP dispõe de uma quota superior a 50%, em Portugal Continental³⁹, o que faz presumir a existência de uma posição dominante da EDP no mercado da produção de energia elétrica em Portugal Continental.
83. Face ao referido no ponto anterior, a avaliação do impacto da operação de concentração no mercado da produção de energia elétrica, que será desenvolvida *infra*, focar-se-á no cenário em que existem congestionamentos nas interligações com Espanha, em que deverá atender-se a um âmbito geográfico do mercado correspondente a Portugal Continental.
84. No que ao **mercado da produção de energia elétrica em Portugal Continental** diz respeito, reitera-se que o grupo EDP dispõe de uma quota superior a 50%, em Portugal Continental⁴⁰, quota que sairá reforçada com a realização da presente operação de concentração.
85. Por outro lado, conforme resulta do parecer da ERSE sumariado *infra* nos §§ 173 a 186, “o valor global da potência instalada controlada pelo grupo EDP corresponde, no final de 2019, a 27% do total da capacidade de produção eólica” em Portugal Continental,

³⁶ Este entendimento da Notificante está em linha com o seu entendimento relativo à definição do mercado do produto relevante, em que argumenta que o mesmo deveria corresponder ao *mercado da produção de eletricidade em regime especial com remuneração garantida*.

³⁷ Cf. Tabela Tabela 3.

³⁸ Segundo a Notificante, a quota do grupo EDP no contexto do MIBEL, a nível ibérico, é de **[10-20]**% (com base em dados de 2014 e considerando toda a produção em regime especial e em regime ordinário), enquanto a quota imputável aos parques eólicos das Sociedades Ventinveste – se estes estivessem já em funcionamento – seria de apenas **[0-5]**% no contexto ibérico.

³⁹ Cf. TabelaTabela 3.

⁴⁰ Cf. TabelaTabela 3.

sendo que os ativos objeto da presente operação de concentração correspondem a *“4,4% da potência instalada total no sistema continental português que explora recursos eólicos”*.

86. Ou seja, não só resulta da presente operação de concentração um reforço da quota do grupo EDP no mercado da produção de energia elétrica em Portugal Continental, como também resulta no aumento do controlo da Notificante sobre a potência total que deriva da exploração de recursos eólicos em território nacional.
87. Ora, nos termos da análise apresentada *infra* e do parecer da ERSE, um reforço da produção eólica tem dois tipos de impactos principais no sistema elétrico nacional, no que ao mercado da produção de energia elétrica concerne:
- (i) Por um lado, verifica-se um impacto da produção eólica na formação dos preços no mercado grossista de produção de eletricidade, referindo a ERSE, no seu parecer, que *“sendo a oferta de produção eólica colocada obrigatoriamente no mercado diário do MIBEL, a sua oferta em preço é efetuada em modo tomador de preço (oferta instrumental a preço nulo), mas o seu volume determina a dimensão da oferta residual assegurada por outras tecnologias. Nesse sentido, o impacto da produção eólica na formação do preço não é negligenciável”*; e
 - (ii) Por outro lado, verifica-se um impacto dos níveis de produção eólica na gestão da capacidade de interligação com Espanha e, nessa medida, os períodos em que se verifica o fenómeno de *market splitting* entre Portugal e Espanha.

Ou seja, atendendo ao carácter intermitente e de menor previsibilidade da produção eólica, que obriga à disponibilização de serviços de sistema assegurados por reserva de outro tipo de ativos de produção, refere a ERSE, no seu parecer, que *“sendo a reserva essencialmente assegurada por fontes despacháveis, os elevados níveis de eólica determinam, com alguma frequência, ajustes no programa de exploração da interligação, no sentido de permitir a entrada de produção despachável (nomeadamente de base térmica), o que é assegurado restringindo a capacidade de importação a partir de Espanha e, com isso, a integração dos dois mercados ibéricos”*.

88. Face ao exposto, decorre que a operação de concentração confere à Notificante um maior controlo sobre a capacidade de produção eólica, em território nacional⁴¹, o que poderá ser passível de reforçar a sua capacidade para influenciar a formação dos preços no mercado grossista de produção de eletricidade⁴²; bem como poderá ser passível de reforçar a sua capacidade para, de forma indireta, influenciar a gestão da interligação com Espanha e, por essa via, os períodos em que se verifica o fenómeno de *market splitting* entre os dois países e, conseqüentemente, resultar num reforço do poder da Notificante no mercado da produção de energia elétrica.
89. Resulta ainda, nos termos da análise apresentada *infra* e do parecer da ERSE, que um reforço da produção eólica no sistema elétrico nacional é suscetível de implicar,

⁴¹ Conforme resulta do parecer da ERSE, *“o valor global da potência instalada controlada pelo grupo EDP corresponde, no final de 2019, a cerca de 27% do total da capacidade de produção eólica”* em território de Portugal Continental.

⁴² Conforme resulta do parecer da ERSE, *“esta circunstância é agravada pelo facto do grupo EDP deter a esmagadora parte dos ativos de produção em Portugal Continental [uma vez que controla] 81% da capacidade instalada em ativos de produção de energia elétrica de base convencional (produção em regime ordinário e produção em regime especial sem remuneração garantida, na qual se incluem centros electroprodutores hidroelétricos)”*.

designadamente, um aumento das necessidades de reserva de serviços de sistema, com vista a assegurar um equilíbrio permanente entre a procura e a oferta de eletricidade, atendendo ao carácter intermitente e de menor previsibilidade da produção eólica⁴³.

90. Assim, conforme resulta da análise que será desenvolvida *infra*, no que aos **mercados de serviços de sistema** diz respeito, a operação de concentração, por via de um maior controlo do grupo EDP sobre os ativos de produção eólica⁴⁴, que é o principal operador nos mercados de serviços de sistema, é suscetível de reforçar a sua capacidade e incentivo para adotar comportamentos estratégicos na gestão da disponibilidade e da potência efetivamente entregue pelos aerogeradores dos seus parques eólicos.
91. Ou seja, um aumento da intermitência e imprevisibilidade da produção eólica resultante, nomeadamente, de possíveis comportamentos estratégicos da *EDP Renewables* na gestão da disponibilidade e da potência efetivamente entregue pelos aerogeradores dos seus parques eólicos, redundaria, necessariamente, em maiores necessidades de reserva de serviços de sistema, sendo o grupo EDP o principal beneficiado pelo reforço destas necessidades, uma vez que detém uma posição esmagadora nos mercados de serviços de sistema. Este efeito é passível de se traduzir, assim, num incentivo do grupo EDP para adotar comportamentos estratégicos na gestão dos seus parques eólicos, com vista a poder beneficiar nos mercados de serviços de sistema.
92. Tendo-se identificado sumariamente, na presente secção, os principais impactos da operação de concentração nos mercados da produção de energia elétrica e de serviços de sistema, designadamente os efeitos no preço grossista da eletricidade, na gestão da capacidade de interligação e nas necessidades de reserva de serviços de sistema, passaremos, de seguida, a uma análise mais detalhada dos principais elementos que contribuem para os referidos efeitos que acabámos de apresentar.
93. Atendendo às similitudes entre a operação de concentração que agora se analisa e aquela que foi objeto do processo Ccent. n.º 9/2015 – EDP Renewables/Ativos ENEOP, a análise que a seguir se desenvolve segue de perto a efetuada pela AdC na sua decisão de 14 de agosto de 2015 no referido processo⁴⁵.

⁴³ A ERSE faz notar, no seu parecer, que a produção eólica integra “a produção em regime especial com tarifa administrativamente garantida e com despacho mandatário, ou seja, toda a produção em tempo real é injetada nas redes, sendo o ajustamento do equilíbrio entre procura e oferta assegurado por reserva de outro tipo de ativos de produção ou pelo próprio consumo (por exemplo, através de bombagem)”, concluindo que “no que respeita à operação do sistema elétrico, os impactos dos níveis de produção eólica situam-se sobretudo ao nível da determinação das necessidades de reserva do sistema, para os quais, dada a sua intermitência e menor previsibilidade, a produção eólica contribui para (...) as aumentar”.

⁴⁴ Conforme resulta do parecer da ERSE, “o valor global da potência instalada controlada pelo grupo EDP corresponde, no final de 2019, a cerca de 27% do total da capacidade de produção eólica” em território de Portugal Continental.

⁴⁵ Note-se que, neste sentido a ERSE refere, no seu parecer, que “dada a dimensão semelhante do peso estimado do grupo EDP na produção eólica para 2014 no âmbito da operação de concentração EDP Renewables / ENEOP e, a finais de **[CONFIDENCIAL – segredo de negócio]** no quadro da total concretização da entrada em exploração dos ativos da VENTIVESTE, estima[m-se] os mesmos impactos potenciais na formação do preço em mercado diário que integraram a atrás mencionada operação de concentração EDP Renewables/ENEOP”.

6.2 Mercado Relevante da produção de energia elétrica

94. 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.
95. 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 3 – Estrutura do mercado da produção de energia elétrica em Portugal Continental, em capacidade de produção MW, em 2012, 2013 e 2014

MW	2012	2013	2014
Grupo EDP (inclui EDPR)	[40-50]%	[40-50]%	[40-50]%
REN Trading	[5-10]%	[5-10]%	[5-10]%
Iberdrola	[0-5]%	[0-5]%	[0-5]%
Endesa	[0-5]%	[0-5]%	[0-5]%
Agentes PRE (exceto EDPR)	[30-40]%	[30-40]%	[30-40]%
Interligação ES PT	[5-10]%	[5-10]%	[10-20]%
Total	100%	100%	100%

Fonte: Notificante.

* A quota do Grupo EDP relativa ao ano 2014 incorpora o parque Eólico do Corte do Álamos, explorado pela EDPR PT desde junho de 2015 e os parque Eólicos adquiridos à ENEOP em agosto de 2015.

96. Em Portugal, o grupo EDP é um operador com uma quota de cerca de [40-50]% em capacidade tendo gerado entre [40-50]% e [40-50]% da energia consumida em Portugal entre 2013 e 2014, variação que se deve à irregularidade do regime hidrológico, como se pode observar na tabela *infra*.

Tabela 4 – 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.

97. Da observação da tabela *supra* verifica-se que 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.
98. 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, detendo ainda a maior parte da capacidade em centrais a carvão.
99. Parte importante do respetivo parque electroprodutor beneficia das compensações CMEC. Até ao final do primeiro semestre de 2017, as compensações CMEC estão 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.
100. A dimensão, medida em capacidade de produção, dos ativos a adquirir à Ventinveste é representada na tabela seguinte.

Tabela 5 – Capacidade de produção de energia elétrica dos ativos a adquirir à Ventinveste

Parques Eólicos	Capacidade licenciada (MW)
Mauça	[CONF]
Sabugal	[CONF]
Sernancelhe II	[CONF]
S. Bento	[CONF]
Cercal	[CONF]
Codeçal	[CONF]
Total	[CONF]
Quota do grupo EDP pós-concentração	[40-50]*

Fonte: Notificante.

101. Segundo a Notificante, a quota do Grupo EDP (incluindo EDPR) em termos de energia produzida, no final de 2014, era de **[50-60]**%⁴⁶, estimando que represente 49% em **[CONFIDENCIAL – segredo de negócio]**, momento em que se perspetiva a entrada em funcionamento dos últimos parques eólicos das Sociedades Ventinveste.
102. De acordo com as estimativas da Notificante, a capacidade instalada dos parques da Ventinveste – cujo pleno funcionamento perspetiva para **[CONFIDENCIAL – segredo de negócio]**, acresceria à quota de mercado do grupo EDP **[0-5]**p.p..

⁴⁶ Vide resposta da Notificante de 22.01.2016, Anexo 1 (E-AdC/2016/432).

103. Nas tabelas seguintes representa-se a estrutura do mercado na Península Ibérica, na qual se conclui que o grupo EDP é o terceiro maior operador, em termos de capacidade, com uma quota de [10-20]% na Península Ibérica.

Tabela 6 – Estrutura do mercado da produção de energia elétrica na Península Ibérica, em capacidade de produção MW, em 2012, 2013 e 2014

MW	2012	2013	2014
Iberdrola	[10-20]%	[10-20]%	[10-20]%
Endesa	[10-20]%	[10-20]%	[10-20]%
EDP (inclui EDPR)	[10-20]%	[10-20]%	[10-20]%
GNF	[5-10]%	[5-10]%	[5-10]%
E.ON	[0-5]%	[0-5]%	[0-5]%
REN TRADING	[0-5]%	[0-5]%	[0-5]%
Outros Espanha	[0-5]%	[0-5]%	[0-5]%
Agentes PRE (exceto EDPR)	[30-40]%	[30-40]%	[30-40]%
Interligação FR ES	[0-5]%	[0-5]%	[0-5]%
Interligação MO ES	[0-5]%	[0-5]%	[0-5]%
Total	100	100	100

Fonte: Notificante.

104. Importa ainda ter presente que os ativos a adquirir à Ventinveste, avaliados à escala Ibérica, têm um peso marginal, representando, em 2014, bastante menos de [0-5]% em termos da capacidade instalada.
105. Face ao exposto, a quota do grupo EDP continuará pouco significativa à escala Ibérica, pelo que se conclui pela ausência de efeitos significativos na concorrência neste domínio geográfico. Nessa medida, a análise jusconcorrencial que se segue concentra-se na zona portuguesa do MIBEL.
106. Quanto a esta matéria, importa referir que da presente operação não resulta a eliminação de um operador do mercado, uma vez que a Galp e a Martifer manter-se-ão ativas no mercado por via da construção dos parques eólicos da Ventinveste que estão fora do perímetro da transação notificada.
107. De facto, conforme referido *supra*, a Notificante faz notar que *“mesmo admitindo a hipótese (para efeitos de raciocínio) de existir alguma pressão concorrencial entre a Ventinveste e a notificante, a Transação não conduzirá à saída da Ventinveste e das suas acionistas (a Galp e a Martifer) da atividade da PRE. Pelo contrário, e a julgar pela informação publicamente disponível, a alienação das Sociedades Ventinveste, e os correspondentes encaixes financeiros e libertação das obrigações do Contrato DGEG, contribuíram para permitir a prossecução com sucesso dos restantes compromissos da Ventinveste no âmbito do Contrato DGEG e do Projeto Âncora”*⁴⁷.

⁴⁷ A capacidade atribuída às Sociedades Ventinveste, objeto da operação de concentração (i.e., 216,4 MW), representa cerca de 54% do total da capacidade de produção atribuída à Ventinveste (400 MW). No que se refere à capacidade de produção que se manterá na posse da Ventinveste – i.e., que não será objeto da presente operação de concentração – a Notificante indica que *“embora atualmente*

108. Não obstante a operação não resultar na eliminação de um concorrente potencial, da mesma resulta um reforço da quota de mercado da EDP – e, ao mesmo tempo, uma redução da capacidade potencial do concorrente Ventinveste –, pelo que se procederá, a seguir, a uma análise dos efeitos jusconcorrenciais desse reforço de quota de mercado na zona portuguesa do MIBEL.

(I) Da posição de monopolista residual

109. Para avaliar a posição da Notificante no mercado da produção de energia elétrica, importa não só analisar o seu peso em termos de quotas de mercado, mas também a evolução da sua posição enquanto monopolista residual, em Portugal Continental, isto é, a percentagem do tempo em que terá uma procura residual positiva depois de esgotados todas as capacidades de produção de terceiros concorrentes e da capacidade de importação, podendo atuar como um monopolista em relação a esta procura residual.
110. Conforme resulta da decisão da AdC no processo Ccent. 06/2008 – EDP/Activos EDIA (Alqueva/Pedrógão), concluiu-se que, no segundo semestre de 2007, a Notificante constituiu um monopolista residual em **[90-100]**% do tempo.
111. Este indicador de monopolista residual foi, entretanto, recalculado e atualizado pela AdC na sua recente decisão de 14 de agosto de 2015, no âmbito do processo Ccent. n.º 9/2015 – EDP Renewables/Ativos ENEOP, tendo resultado desse exercício os dados constantes da tabela seguinte⁴⁸:

*apenas esteja em funcionamento o parque Vale Grande (12 MW), até ao fim de **[CONFIDENCIAL – segredo de negócio]** (...) deverá iniciar-se a exploração dos parques eólicos Vale Chão (22,25 MW) e Douro Sul (149,05 MW), atualmente em construção. Estes dois parques serão construídos em regime de project finance, no âmbito de uma parceria 50%-50% entre a Ventinveste e a Ferrostaal designada de “Projecto Âncora”, e beneficiam de financiamento por um sindicato bancário internacional. É pois muito provável que, no fim de **[CONFIDENCIAL – segredo de negócio]**, a Ventinveste tenha em exploração parques eólicos (em parceria com a Ferrostaal) com uma potência instalada total de 183,6 MW”.*

⁴⁸ Para explicitação da forma como estes dados foram obtidos, remete-se para a referida decisão da AdC de 14 de agosto de 2015, no processo Ccent. n.º 9/2015 – EDP Renewables/Ativos ENEOP. Para os anos de 2013 e 2014 considerou-se o índice de pivotalidade (isto é, de monopolista residual) com e sem a central de ciclo combinado do Pego, atenta a produção meramente residual dessa central, refletindo o facto de esse operador não ter constituído, nesses dois anos, uma pressão competitiva sobre a produção do grupo EDP.

Tabela 7 – Posição de monopolista residual da EDP em 2012, 2013 e 2014

Ano	Sem considerar a aquisição dos Ativos ENEOP pela EDP		Considerando a aquisição dos Ativos ENEOP pela EDP	
	Posição de monopolista residual da EDP	Posição de monopolista residual da EDP (s/ CC do Pego em 2013/14)	Posição de monopolista residual da EDP	Posição de monopolista residual da EDP (s/ CC do Pego em 2013/14)
2012	[30-40]%	[30-40]%	[30-40]%	[30-40]%
2013	[10-20]%	[40-50]%	[20-30]%	[40-50]%
2014	[5-10]%	[30-40]%	[10-20]%	[30-40]%
Total	[20-30]%	[30-40]%	[20-30]%	[40-50]%

Fonte: REN, Notificante, cálculos AdC.

112. Face ao que se apurou em 2007, na decisão relativa ao processo Ccent. 06/2008 EDP/Ativos EDIA (Alqueva/Pedrógão), a percentagem do tempo em que o grupo EDP apresenta procura residual positiva desceu significativamente⁴⁹. Assim, no ano de 2014, a percentagem do tempo em que a Notificante é monopolista residual desce para **[10-20]%**⁵⁰, reflexo, entre outros, do aumento da capacidade de importação.
113. Todavia, se se ignorar a pressão competitiva gerada pela central de 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 na ordem dos **[30-40]%** em 2014⁵¹.

(II) Dos incentivos para adotar comportamento estratégicos

114. No contexto prévio à operação de concentração, as Sociedades Ventinveste teriam por objetivo maximizar a produção, comportamento próprio de um agente competitivo sem poder de mercado.
115. No contexto pós-concentração, integrando o grupo económico da EDP, os ativos objeto da presente operação passarão a ser geridos com o objetivo de maximização dos lucros conjuntos do grupo EDP.

⁴⁹ Conforme resulta da decisão da AdC no processo Ccent. n.º 9/2015 – EDP Renewables/Ativos ENEOP, de 14 de agosto de 2015, a redução da posição de monopolista residual da Notificante deve-se, nomeadamente à redução da procura total, ao crescimento da capacidade de importação e ao crescimento do regime especial de geração verificada ao longo dos últimos 5 anos, como também à entrada em operação da central de ciclo combinado do Pego, do grupo ENEL.

⁵⁰ Incorporando já os efeitos da aquisição dos Ativos ENEOP, pela EDP, objeto da operação de concentração Ccent. n.º 9/2015 – EDP Renewables/Ativos ENEOP.

⁵¹ *Idem*.

116. 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 resultantes de restrições da produção eólica dos futuros parques eólicos das Sociedades Ventinveste.
117. 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 e de produção eólica elevadas, a interligação com Espanha é utilizada no máximo no sentido exportador, resultando num cenário de separação do MIBEL em duas zonas de preço, com o preço nacional a ser inferior ao preço verificado em Espanha.
118. Ora, 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 para valores na ordem dos **[20-30]**% do total nacional⁵² – por referência ao ano de 2019, em que se prevê que todos os parques das Sociedades Ventinveste se encontrem já em funcionamento –, representando os ativos das Sociedades Ventinveste 4,4% da potência instalada total no sistema continental português que explora recursos eólicos^{53,54}.
119. Assim, à semelhança das conclusões da AdC no âmbito da *supra* referida decisão no processo Ccent. n.º 9/2015 – EDP Renewables/Ativos ENEOP, considera-se que possam existir comportamentos estratégicos por parte do grupo EDP que visem restringir a produção eólica nacional, com vista a promover a subida do preço no mercado grossista de produção de eletricidade, em Portugal, aproximando-o do preço verificado em Espanha, descongestionando no limite a interligação no sentido exportador, convergindo num preço único ibérico.
120. 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 alargado de parâmetros, com efeitos sobre a produção, além da gestão de disponibilidade.
121. 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. Esta matéria relativa ao impacto da revisibilidade dos CMEC será analisada *infra*, no ponto 133 e seguintes.
122. Para que este comportamento estratégico seja provável, *i.e.* para que haja o incentivo 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). Atendendo ao peso que o grupo EDP tem na capacidade de produção de energia em Portugal, não se exclui que tal comportamento possa ser lucrativo.

⁵² No triénio 2012-2014, a produção eólica assegurou **[20-30]**% do consumo global de energia em Portugal Continental.

⁵³ Cf, parecer da ERSE no âmbito do presente procedimento.

⁵⁴ Os parques eólicos das Sociedades Ventinveste objeto da operação de concentração representam (caso já se encontrassem operacionais) **[0-5]**% de toda essa capacidade (cfr. pág. 69 do Formulário de Notificação).

123. Refira-se, aliás, que a ERSE, no seu parecer no âmbito do presente procedimento, conclui que *“a produção eólica tem também consequências na formação do preço no mercado grossista de produção de eletricidade”*, resultando da operação de concentração um reforço dos ativos de geração eólica controlados pela Notificante. Nesse sentido a ERSE, *“dada a dimensão semelhante do peso estimado do grupo EDP na produção eólica para 2014 no âmbito da operação de concentração EDP Renewables / ENEOP e, a finais de 2019 no quadro da total concretização da entrada em exploração dos ativos da VENTINVEST, estima os mesmos impactes potenciais na formação do preço em mercado diário que integraram a atrás mencionada operação de concentração EDP Renewables/ENEOP”*.
124. Note-se que a capacidade adquirida com os parques eólicos das Sociedades Ventinveste, objeto da operação de concentração, acrescem à capacidade já adquirida com a aquisição dos parques ENEOP, tendendo a reforçar, deste modo, as preocupações jusconcorrenciais anteriormente identificadas no referido processo Ccent. n.º 9/2015 – EDP Renewables/Ativos ENEOP para o qual se remete.
125. Conclui-se assim, que em função de um conjunto de circunstâncias de mercado, a estratégia de restrição da produção eólica, em particular a atuação sobre a disponibilidade dos aerogeradores com vista a afetar a previsão da produção eólica no mercado diário da produção de energia, será lucrativa para a EDP em alguns momentos do tempo. Não se prossegue, contudo, a uma avaliação mais aprofundada das exatas condições que definem o potencial incentivo à adoção do comportamento de restrição da produção eólica, nem à probabilidade de estas condições se encontrarem reunidas, 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.

(III) Da capacidade para adotar comportamentos estratégicos

126. Em operações anteriores⁵⁵, 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.
127. 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).
128. Conforme resulta da decisão da AdC no processo Ccent. n.º 9/2015 – EDP Renewables/Ativos ENEOP, a EDP aumentou, por via dessa operação de concentração, o número de aerogeradores de 384 para um total de 660 e, em particular,

⁵⁵ Cfr. Decisão da AdC na Ccent. n.º 16/2005 – Erenova / Ortiga / Safra, de 11 de novembro de 2005.

aumentou significativamente o número de aerogeradores de 2,3 MW de potência individual, de [10-20] para [>200].

129. Neste cenário, prévio à operação de concentração agora em apreço, 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 atualmente controlados pela Notificante. A operação de concentração contribui para reforçar o controlo da Notificante sobre a potência total que resulta da exploração de recursos eólicos e, conseqüentemente, para facilitar a manipulação estratégica da disponibilidade dos aerogeradores sem que a mesma seja detetada⁵⁶.
130. Para além da gestão estratégica da variável disponibilidade, é possível ainda supor, dependendo das funcionalidades técnicas a instalar nos futuros parques eólicos das Sociedades Ventinveste, a possibilidade de gestão, em tempo real, da potência entregue – variável com maior influência sobre os mercados de serviços de sistema.
131. 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 e, eventualmente, em dimensão média e sofisticação os aerogeradores da Notificante no cenário pós-concentração.
132. Os compromissos assumidos pela Notificante revelam-se adequados e suficientes para afastar as preocupações jusconcorrenciais que poderiam resultar da presente operação de concentração, conforme análise que será desenvolvida *infra*.

(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

133. 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.
134. Em procedimentos anteriores⁵⁷, 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.
135. Nos últimos anos observou-se uma recomposição significativa do parque electroprodutor da Notificante, com uma redução do peso das centrais que beneficiam

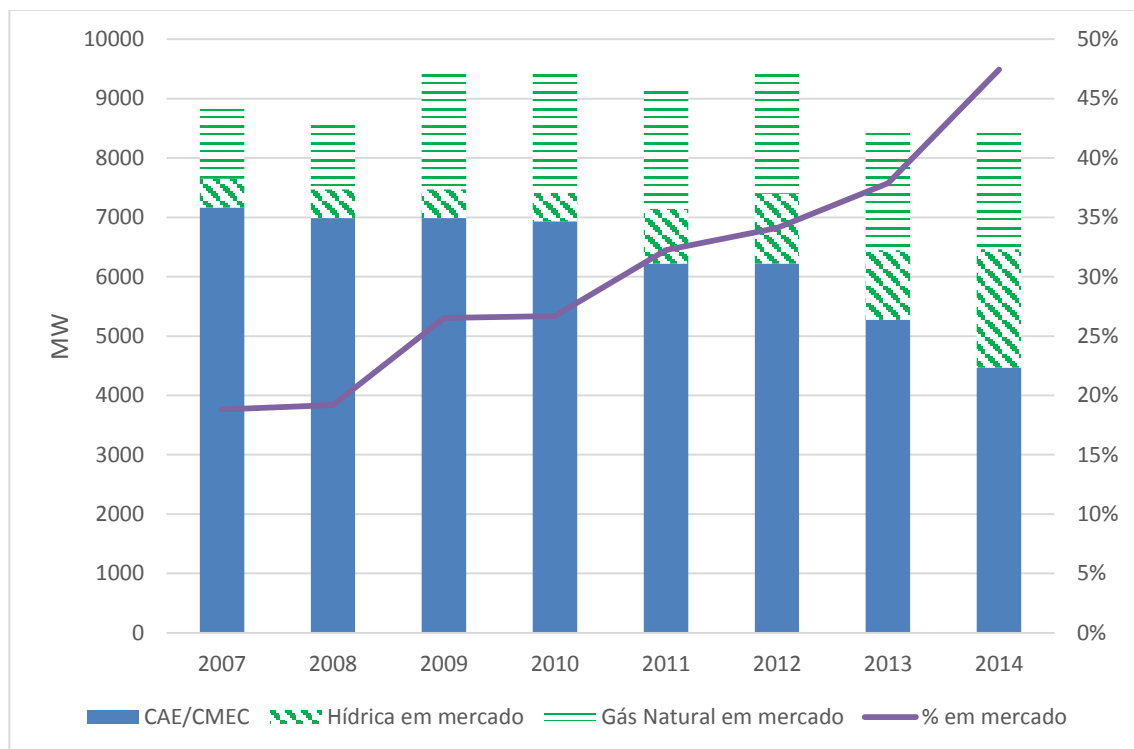
⁵⁶ Cf, parecer da ERSE no âmbito do presente procedimento, os ativos das Sociedades Ventinveste representam 4,4% da potência instalada total no sistema continental português que explora recursos eólicos.

⁵⁷ Cf. Decisões da AdC relativas aos processos Ccent. n.º 02/2008 – EDP/Pebble Hydro*H. Janeiro de Baixo 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/Greenouga, de 13 de dezembro de 2010.

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.

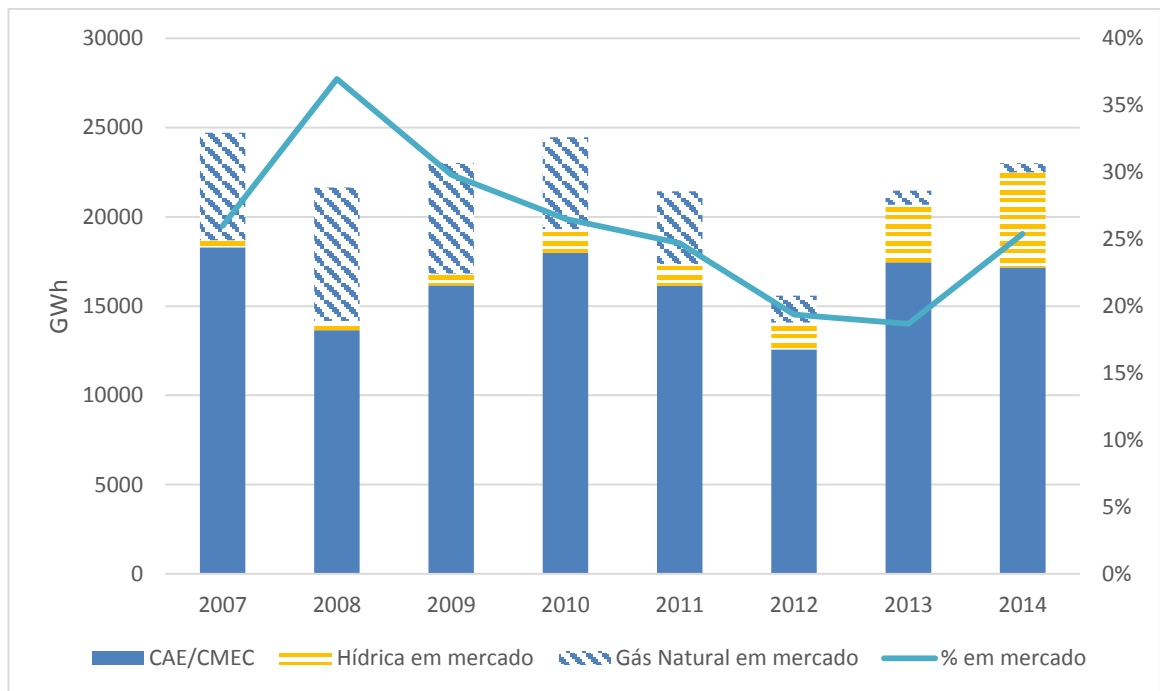
136. Em 2014, as centrais em mercado representavam 47,4% da sua capacidade instalada em regime ordinário, quando em 2007 não representariam mais de 18% do total.

Figura 3 – 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 4 – 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.

137. 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.
138. Em todo o caso, face à recomposição do parque electroprodutor da Notificante, a tendência geral vai no sentido de que o regime da revisibilidade CMEC exerça uma influência cada vez menor nos incentivos da Notificante.
139. 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.

6.3 Mercados Relacionados

6.3.1 Mercados de banda secundária e de reserva terciária a subir e a descer

140. 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.

141. 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.
142. Conforme resulta das tabelas seguintes, 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 uma frequência elevada, o grupo EDP é um operador monopolista residual⁵⁸ no serviço de banda secundária, o que lhe confere um poder elevado na determinação do preço deste serviço em leilão.
143. A posição do grupo EDP é maior no serviço de banda secundária, no qual atinge uma quota de cerca de **[90-100]**% em 2014, mas também é muito elevada nos serviços de reserva terciária a subir ou a descer, nos quais supera os **[80-90]**% e os **[70-80]**%, respetivamente, também em 2014.
144. Nenhum dos concorrentes da EDP em Portugal detém centrais hidroelétricas, pelo 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 Agueira, celebrado entre a EDP e a Iberdrola⁵⁹, i.e. o fim da duração do compromisso que tinha resultado da decisão da AdC de 25 de junho de 2008, no processo Ccent. n.º 6/2008 – EDP/Ativos EDIA (Pedrógão*Alqueva).

Tabela 8 – 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	
		A Subir	A Descer		A Subir	A Descer		A Subir	A 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] %	[5-10] %	[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

⁵⁸ Vide Ccent. n.º 23/2010 – EDP/Greenvoug, de 13 de dezembro de 2010.

⁵⁹ Compromisso definido na Ccent. n.º 6/2008 - EDP/Ativos EDIA (Pedrógão*Alqueva), com Decisão de 25 de junho de 2008.

* Os valores de 2014 foram estimados considerando 1/4 do valor anual atribuído à central de Agueira, 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/Ativos EDIA (Pedrógão*Alqueva), com Decisão de 25 de junho de 2008.

Tabela 9 – 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]%	[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.

145. 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 cerca de [60-70]% da banda secundária, [50-60]% da reserva terciária a subir e [60-70]% da reserva terciária a descer.
146. Já o grupo ENEL tem uma quota reduzida, mesmo em anos com maior produção térmica, como foi o caso do ano de 2012, em que apresentou uma quota de não mais que [0-5]% na reserva terciária a subir ou a descer e de [10-20]% 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 analisados⁶⁰.
147. A entrada em funcionamento do mecanismo de troca de reservas entre os operadores de sistema de Portugal e Espanha – o projeto BALIT –, a partir de 2014, permitiu a entrada nos mercados de sistema de um novo operador, o operador de sistema de Espanha. Todavia, a reserva oferecida em Portugal pelo operador de sistema Espanhol é raramente competitiva, sendo ativada com uma frequência muito reduzida. De facto, concluiu-se na *supra* citada decisão da AdC no processo Ccent. n.º 9/2015 – EDP Renewables/Ativos ENEOP que, nos primeiros 4 meses de 2015, a quota de mercado associada à reserva a subir vinda de Espanha não foi além dos [5-10]%, preservando a EDP uma quota muito significativa, de aproximadamente [70-80]%.

⁶⁰ Refira-se que 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.

Tabela 10 – Impacto das trocas de reserva entre Portugal e Espanha na quota de mercado da EDP na reserva a subir e na reserva a descer

	2014		4 meses de 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.

148. Caracterizada a posição do grupo EDP nos mercados de serviços de sistemas, como uma clara posição de dominância, importa agora analisar os possíveis impactos da operação de concentração sobre estes mercados de sistemas, o que se fará de seguida.
149. Conforme referido *supra* nos §§ 90 e 91 e resulta, também, do parecer da ERSE, a operação de concentração, por via de um maior controlo do grupo EDP, que é o principal operador nos mercados de serviços de sistema, sobre ativos de produção eólica⁶¹ é suscetível de reforçar a sua capacidade e incentivo para adotar comportamentos estratégicos na gestão da disponibilidade e da potência efetivamente entregue pelos aerogeradores dos seus parques eólicos.
150. Ou seja, um aumento da intermitência e imprevisibilidade da produção eólica resultante, nomeadamente, de possíveis comportamentos estratégicos da *EDP Renewables* na gestão da disponibilidade e da potência efetivamente entregue pelos aerogeradores dos seus parques eólicos, redundaria, necessariamente, em maiores necessidades de reserva de serviços de sistema, sendo o grupo EDP o principal beneficiado pelo reforço destas necessidades, uma vez que detém uma posição dominante nos mercados de serviços de sistema.
151. Este efeito é passível de se traduzir, assim, no reforço da capacidade e do incentivo do grupo EDP para adotar comportamentos estratégicos na gestão dos seus parques eólicos, com vista a poder beneficiar nos mercados de serviços de sistema.
152. A capacidade e o incentivo para a adoção de comportamentos estratégicos na gestão dos parques eólicos da *EDP Renewables* é potenciada pelo facto de pequenas variações da produção eólica serem suscetíveis de produzir efeitos sensíveis nos mercados de serviços de sistema, em particular nos mercados da reserva terciária, atendendo às diferenças de dimensão da procura nos vários mercados em causa.
153. Veja-se, a este propósito, que os cálculos realizados pela AdC no processo Ccent. n.º 9/2015 – EDP Renewables/Ativos ENEOP permitiram concluir que, por exemplo em relação aos parques eólicos da ENEOP objeto daquela operação de concentração, bastaria uma redução de 1% na utilização anual dos aerogeradores dos referidos parques a da ENEOP para se ter um aumento de 5% na procura anual de energia de regulação a subir (energia secundária a subir mais reserva terciária a subir).
154. Os benefícios associados à adoção de comportamentos estratégicos na gestão dos parques eólicos da *EDP Renewables*, em particular por via de uma estratégia de

⁶¹ Conforme resulta do parecer da ERSE, “o valor global da potência instalada controlada pelo grupo EDP corresponde, no final de 2019, a cerca de 27% do total da capacidade de produção eólica” em território de Portugal Continental.

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 98% 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% 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 de aumento do preço aplicável a todas as unidades de energia secundária e terciária vendidas.

155. Note-se que, para que existam incentivos à adoção de comportamentos estratégicos na gestão dos parques eólicos da *EDP Renewables*, em particular por via da restrição da oferta eólica, é necessário que os benefícios resultantes de cada um dos efeitos identificados no ponto anterior sejam superiores ao respetivo custo de oportunidade, o qual é definido, designadamente, pela tarifa dos parques eólicos objeto da estratégia de redução de oferta.
156. Na recente decisão da AdC de 14 de agosto de 2015, no processo Ccent. n.º 9/2015 – EDP Renewables/Ativos ENEOP, identificaram-se alguns indícios que apontavam para, no caso concreto dos parques eólicos objeto daquela operação de concentração, os benefícios de uma estratégia de restrição da oferta eólica serem, possivelmente, superiores aos respetivos custos de oportunidade e, nessa medida, a empresa optaria por adotar tais comportamentos.
157. Considera-se que, no presente caso, a análise Custo-Benefício não carece de ser realizada, atentos os compromissos assumidos pela Notificante, que afastam as preocupações que poderiam resultar da presente operação de concentração.
158. Recorde-se ainda que, no âmbito do processo Ccent. n.º 9/2015 – EDP Renewables/Ativos ENEOP, a *EDP Renewables* identificou os fatores que se analisam *infra* nos §§ 159 a 163, como podendo contribuir para mitigar a capacidade e incentivo da empresa para adotar comportamentos estratégicos na gestão dos seus parques eólicos, em benefício do seu negócio nos mercados de serviços de sistema.
159. 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 efetivamente cumprido. Com efeito, observando o 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.
160. A Notificante aponta ainda que, no período entre 3 a 5 anos, a Endesa e a Iberdrola poderão vir a construir novas centrais hidroelétricas em Portugal, com capacidade para prestar serviços de sistema, referindo que já foram emitidas licenças para essas centrais e que a respetiva entrada em operação acontecerá até 2020.
161. Em relação à hipotética entrada de novos operadores com centrais hidroelétricas, importa lembrar 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 daí

se possa extrair 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.

162. 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 ao momento atual, 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.
163. 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 os proveitos adicionais que consigam realizar em serviços de sistema. Acresce que a revisibilidade CMEC cessará no 2.º Semestre de 2017.
164. Ainda a propósito do funcionamento dos mercados de serviços de sistema, acrescenta-se que tanto a ERSE como a AdC⁶² já emitiram recomendações com incidência sobre estes mercados. Tal como refere o Despacho n.º 4694/2014⁶³, 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 máximo no serviço de banda secundária⁶⁴.
165. Na tabela e figura seguintes é possível constatar o significativo aumento de preço verificado em 2012, bem como 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.

⁶² 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.

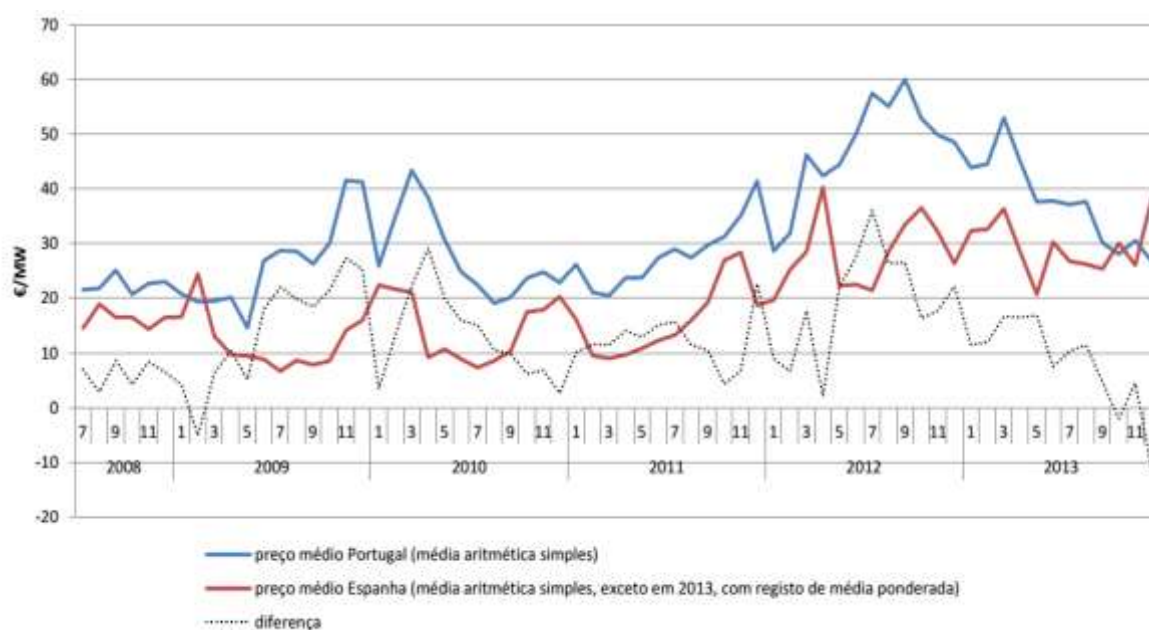
⁶³ Publicado em Diário da República, 2.ª série N.º 64, de 1 de abril de 2014.

⁶⁴ 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 11 – Evolução da dimensão do mercado de regulação secundária

	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 5 – preço médio mensal da Banda Secundária em Portugal e Espanha entre 2008 e 2013


Fonte: REN, REE

Fonte: REN, REE.

166. A decisão de aplicar um regime de preço máximo é indissociável dos incentivos, do poder de mercado e do comportamento observado da Notificante nos leilões de banda secundária durante o ano de 2012. Em todo o caso, note-se que 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.

167. Em face do exposto, conclui-se que a presente operação de concentração poderia ser suscetível de, na ausência de compromissos adequados, resultar no 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.

168. 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.

6.4 Conclusão da avaliação jusconcorrencial

169. Em face de todo o exposto, conclui-se que a presente operação de concentração é suscetível de criar entraves significativos à concorrência efetiva no mercado da produção da energia elétrica, nas horas em que este apresenta um âmbito geográfico correspondente a Portugal Continental, bem como nos mercados de serviços de sistema.
170. Em particular, no que se refere ao **mercado da produção de energia elétrica em Portugal Continental**, concluiu-se que a operação de concentração confere à Notificante um maior controlo sobre a capacidade de produção eólica, em território nacional, o que poderá ser passível de reforçar a sua capacidade para influenciar a formação dos preços no mercado grossista de produção de eletricidade; bem como poderá ser passível de reforçar a sua capacidade para, de forma indireta, influenciar a gestão da interligação com Espanha e, por essa via, os períodos em que se verifica o fenómeno de *market splitting* entre os dois países e, conseqüentemente, resultar num reforço do poder da Notificante no mercado da produção de energia elétrica.
171. Já no que se refere aos **mercados de serviços de sistema**, concluiu-se que um aumento da intermitência e imprevisibilidade da produção eólica resultante, nomeadamente, de possíveis comportamentos estratégicos da *EDP Renewables* na gestão da disponibilidade e da potência efetivamente entregue pelos aerogeradores dos seus parques eólicos, redundaria, necessariamente, em maiores necessidades de reserva de serviços de sistema, sendo o grupo EDP o principal beneficiado pelo reforço destas necessidades, uma vez que detém uma posição esmagadora nos mercados de serviços de sistema. Este efeito é passível de se traduzir, assim, num incentivo do grupo EDP para adotar comportamentos estratégicos na gestão dos seus parques eólicos, com vista a poder beneficiar nos mercados de serviços de sistema.
172. A Notificante, atendendo às similitudes entre a operação de concentração que agora se analisa e aquela que foi objeto do processo Ccent. n.º 9/2015 – EDP Renewables/Ativos ENEOP, assumiu um conjunto de compromissos que, como se verá *infra*, serão considerados adequados e suficientes para mitigar as preocupações jusconcorrenciais agora identificadas.

7 PARECER DO REGULADOR SETORIAL

173. Em 20 de novembro de 2015, a AdC solicitou o parecer da ERSE sobre a presente operação de concentração, ao abrigo do n.º 1 do artigo 55.º da Lei da Concorrência, tendo o mesmo sido emitido em 11 de dezembro de 2015.

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

174. Para a fundamentação do parecer, a ERSE teve em consideração anteriores operações de concentração em que a Notificante adquiriu posições efetivas ou potenciais no mercado da produção de energia elétrica, em particular, o processo Ccent n.º 9/2015 – EDP Renewables/Ativos ENEOP, pelas similitudes das duas operações de concentração e por aquela se integrar na mesma fileira tecnológica da presente operação de concentração.
175. Em termos de enquadramento, a ERSE nota que o Grupo EDP *“detém, entre outras atividades, 81% da capacidade instalada em ativos de produção de energia elétrica de base convencional (produção em regime ordinário e produção em regime especial sem remuneração garantida, na qual se incluem centros electroprodutores hidroelétricos)”*.
176. Acrescenta, ainda, que *“os ativos afetos à presente operação de concentração, constituídos por 6 parques eólicos, detêm em conjunto 216,4 MW de potência ativa atribuída”,* o que, tendo por referência os valores de potência instalada no final de 2014, corresponde *“a 4,4% da potência instalada total no sistema continental português que explora recursos eólicos”*. Refere também a ERSE que *“o valor global da potência instalada controlada pelo grupo EDP corresponde, no final de 2019, a cerca de 27% do total da capacidade de produção eólica”*.
177. Para efeitos de avaliação dos potenciais impactos da operação, a ERSE tem em consideração o peso da produção eólica no sistema elétrico nacional e, em particular, o seu impacto na operação dos mercados de reserva e na gestão da capacidade de interligação com Espanha, bem como na formação dos preços no mercado grossista de energia elétrica.
178. Assim, a ERSE faz notar que a produção eólica integra *“a produção em regime especial com tarifa administrativamente garantida e com despacho mandatório, ou seja, toda a produção em tempo real é injetada nas redes, sendo o ajustamento do equilíbrio entre procura e oferta assegurado por reserva de outro tipo de ativos de produção ou pelo próprio consumo (por exemplo, através de bombagem)”*. Faz referência, também, ao elevado peso global da produção eólica e ao seu carácter intermitente e de menor previsibilidade, o que tem implicações claras na operação do sistema elétrico.
179. Ou seja, a ERSE conclui que *“no que respeita à operação do sistema elétrico, os impactes dos níveis de produção eólica situam-se sobretudo ao nível da determinação das necessidades de reserva do sistema, para os quais, dada a sua intermitência e menor previsibilidade, a produção eólica contribui para (...) as aumentar”*.
180. Acrescenta a ERSE, no que se refere ao impacto dos níveis de produção eólica na gestão da capacidade de interligação, que *“sendo a reserva essencialmente assegurada por fontes despacháveis, os elevados níveis de eólica determinam, com alguma frequência, ajustes no programa de exploração da interligação, no sentido de permitir a entrada de produção despachável (nomeadamente de base térmica), o que é assegurado restringindo a capacidade de importação a partir de Espanha e, com isso, a integração dos dois mercados ibéricos”*.
181. Por fim, no que se refere ao impacto dos níveis de produção eólica na formação de preço no mercado grossista de produção de eletricidade, a ERSE conclui que *“sendo a oferta de produção eólica colocada obrigatoriamente no mercado diário do MIBEL, a sua oferta em preço é efetuada em modo tomador de preço (oferta instrumental a preço nulo), mas o seu volume determina a dimensão da oferta residual assegurada por outras tecnologias. Nesse sentido, o impacte da produção eólica na formação do preço não é negligenciável”*.

182. De todo o exposto decorre que *“a operação de concentração em análise é marcada por 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. 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)”*.
183. Acresce que *“a produção eólica tem também consequências na formação do preço no mercado grossista de produção de eletricidade”*, resultando da operação de concentração um reforço dos ativos de geração eólica controlados pela notificante.
184. Neste sentido a ERSE, *“dada a dimensão semelhante do peso estimado do grupo EDP na produção eólica para 2014 no âmbito da operação de concentração EDP Renewables / ENEOP e, a finais de 2019 no quadro da total concretização da entrada em exploração dos ativos da VENTINVEST, estima os mesmos impactes potenciais na formação do preço em mercado diário que integraram a atrás mencionada operação de concentração EDP Renewables/ENEOP”*.
185. Quanto à formulação dos compromissos apresentados pela Notificante considera a ERSE que a mesma corresponde, *“no essencial e como a própria notificante reconhece, a um quadro equivalente ao adotado para a operação de concentração EDP Renewables / ENEOP. Na avaliação da ERSE, identificados efeitos semelhantes nas duas operações, a natureza dos compromissos deverá seguir a mesma formulação.”*
186. Em conclusão, a ERSE *“expressa a sua não oposição à operação de concentração em análise, condicionada à concretização das seguintes medidas de minimização dos riscos concorrenciais:*
- 1. O conjunto de ativos objeto da presente operação de concentração, uma vez integrados em exploração, deverão estar vinculados ao cumprimento dos mesmos compromissos que se aplicam na operação EDP Renewables / ENEOP, na formulação constante da decisão da AdC.*
 - 2. Os relatórios de acompanhamento dos compromissos deverão ser remetidos à AdC e à ERSE, acompanhados da informação de suporte aos mesmos.”*

8 COMPROMISSOS

187. Nos termos do n.º 1 do artigo 51.º da Lei da Concorrência, a Notificante pode assumir compromissos com vista a assegurar a manutenção da concorrência efetiva, os quais serão analisados pela Autoridade no sentido de concluir se os mesmos são suficientes e adequados para assegurar que a operação notificada não é suscetível de criar entraves significativos nos mercados considerados e permitem assegurar a manutenção de uma concorrência efetiva nos mercados em apreço.
188. Caso os compromissos propostos pela Notificante sejam considerados adequados para assegurar a manutenção de uma concorrência efetiva, nos termos expostos, então a Autoridade deverá proferir uma decisão de não oposição – prevista na alínea b) do n.º 1 do artigo 50.º da Lei da Concorrência fazendo acompanhar esta sua decisão de condições e obrigações destinadas a garantir o cumprimento desses mesmos compromissos, nos termos do n.º 2 do mesmo normativo.

189. No âmbito da presente operação de concentração, a Notificante apresentou um conjunto de compromissos à AdC, tendo a respetiva avaliação aferido da suficiência e adequação dos mesmos relativamente à resolução das preocupações concorrenciais identificadas nos mercados considerados na presente decisão, avaliação essa que será, de seguida, apresentada.

8.1 Compromissos apresentados pela Notificante

190. Os Compromissos propostos pela Notificante aquando da notificação da presente operação de concentração seguem muito de perto os Compromissos assumidos no âmbito do processo Ccent. n.º 9/2015 – EDP Renewables/Ativos ENEOP, atendendo às similitudes entre as duas operações de concentração, e consistem, sumariamente, no seguinte:

Dos Compromissos

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

191. 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 eventuais benefícios através da distorção das práticas competitivas no mercado.
192. Encontram-se excecionadas as imobilizações (totais, parciais ou de redução de produção) que tenham de ocorrer por motivos de manutenção ou outros tecnicamente necessários, justificáveis e verificáveis, prevendo-se, no documento de compromissos, as possíveis situações em que as imobilizações podem ocorrer.
193. Os compromissos preveem ainda o registo informático de todas as paragens, automáticas ou manuais, locais ou remotas, com identificação de quem as efetuou.
194. 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.
195. 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 que não possa ser justificado por razões de manutenção, motivo técnico ou causa de força maior.
196. Nos casos em que deva ocorrer o Desinvestimento dos Ativos 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

197. 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 immobilizações 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 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.

Das Obrigações

Contratação de Mandatário de Monitorização

198. 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.
199. O Mandatário de Monitorização, previamente aprovado pela AdC, deverá possuir as necessárias qualificações e experiência para exercer o mandato e não deverá ter qualquer conflito de interesses, designadamente com o Grupo EDP, nos termos definidos no documento de compromissos.
200. 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, 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.
201. 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.

202. 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.
203. 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 garante-se que o compromisso comportamental é **[CONFIDENCIAL]** caso a AdC não identifique um Mandatário adequado até **[1-6]** meses após a decisão (sem contabilizar os períodos de apreciação da AdC).
204. 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

205. 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, excepcionalmente, a prorrogação do prazo de duração dos compromissos por **[1-4]** anos adicionais.
206. 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 Ativos a adquirir.
207. 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: (a) entrada em funcionamento do mercado intradiário em contínuo; (b) aprofundamento da dimensão geográfica do mercado comum de serviços de sistema, com a implementação do Projeto TERRE; (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.

208. 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.
209. 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.
210. 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.
211. 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 Regime Jurídico da Concorrência, 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.
212. Nos termos dos compromissos propostos, o contrato de alienação e o(s) adquirente(s) de controlo conjunto devem ser previamente aprovados pela AdC.
213. 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 Regime Jurídico da Concorrência e a alienação não deve ser suscetível de criar, *prima facie*, preocupações concorrenciais nem preocupações quanto à implementação do Contrato de Alienação.

8.2 Apreciação dos compromissos apresentados pela Notificante

214. Conforme resulta de toda a análise apresentada *supra*, as preocupações jusconcorrenciais resultantes da operação de concentração resultam de um reforço da capacidade e do incentivo da *EDP Renewables* para adotar comportamentos estratégicos na gestão do seu parque eólico (incluindo os futuros parques eólicos das Sociedades Ventinveste), em particular por via da restrição da sua oferta eólica, não só como forma de influenciar a formação dos preços no mercado grossista de produção de eletricidade, mas também as necessidades de serviços de sistema, em benefício, respetivamente, da posição do grupo EDP no mercado da produção de energia elétrica e nos mercados de serviços de sistema.
215. Atendendo a estas preocupações da AdC, bem como às similitudes entre a operação de concentração que agora se analisa e aquela que foi objeto do processo Ccent. n.º 9/2015 – EDP Renewables/Ativos ENEOP, a Notificante, *“embora considere que a presente Transação não suscita qualquer preocupação jusconcorrencial, com vista a permitir à Autoridade adotar uma decisão de não oposição”*, apresentou um conjunto de

compromissos, os quais *“seguem tão de perto quanto possível os Compromissos ENEOP”*.

216. Os compromissos apresentados pela Notificante são compromissos de natureza comportamental, que intervêm diretamente no comportamento da Notificante, no sentido desta maximizar as quantidades de energia eólica que são produzidas e vendidas ao CUR – EDP Serviço Universal, no sentido de mitigar qualquer comportamento estratégico da empresa na gestão do seu parque eólico.
217. Os compromissos de natureza comportamental são combinados com um compromisso estrutural de desinvestimento, decorrido determinado prazo ou na sequência da monitorização prevista, o que visa, por um lado, mitigar as preocupações jusconcorrenciais a longo prazo, caso se venha a concluir que, decorrido determinado prazo de aplicação dos compromissos comportamentais, as mesmas se mantêm nos mercados em causa; e, por outro lado, ultrapassar eventuais riscos de monitorização dos compromissos comportamentais que possam vir a verificar-se no decorrer do prazo de aplicação dos compromissos comportamentais.
218. Os compromissos propostos preveem, ainda, a disponibilização do acesso a informação por parte do Mandatário, a integridade dessa informação e a respetiva análise por um mandatário independente e com conhecimentos especializados para poder aferir do cumprimento do compromisso proposto pela Notificante, o que é essencial para a eficácia do compromisso comportamental oferecido pela Notificante.
219. Ora, no que concerne a avaliação dos compromissos apresentados, note-se, desde já, que a ERSE, em parecer enviado à AdC no âmbito do presente procedimento, conclui que:
 - *“dada a dimensão semelhante do peso estimado do grupo EDP na produção eólica para 2014 no âmbito da operação de concentração EDP Renewables / ENEOP e, a finais de 2019 no quadro da total concretização da entrada em exploração dos ativos da VENTINVEST, estima os mesmos impactes potenciais na formação do preço em mercado diário que integraram a atrás mencionada operação de concentração EDP Renewables/ENEOP”*; e
 - quanto à formulação dos compromissos apresentados pela Notificante considera que a mesma corresponde, *“no essencial e como a própria notificante reconhece, a um quadro equivalente ao adotado para a operação de concentração EDP Renewables / ENEOP. Na avaliação da ERSE, identificados efeitos semelhantes nas duas operações, a natureza dos compromissos deverá seguir a mesma formulação.”*
220. A AdC entende que o compromisso comportamental assumido pela Notificante, de maximização da produção dos seus parques eólicos (incluindo os que são objeto da presente operação de concentração), 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, bastando uma ocorrência injustificada para gerar o incumprimento dos compromissos.
221. 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.

222. 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.
223. 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.
224. Atendendo à natureza comportamental destes compromissos, reconhece-se que, 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.”*⁶⁵.
225. Ora, a Notificante identificou alguns desenvolvimentos nos mercados em causa que poderão, eventualmente, vir a justificar a reapreciação dos Compromissos e, consequentemente, serão passíveis de tornar desproporcional um compromisso estrutural de aplicação imediata: (i) a entrada em funcionamento do mercado intradiário em contínuo; (ii) o aprofundamento da dimensão geográfica do mercado comum de serviços de sistema, com a implementação do Projeto TERRE; e (iii) 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.
226. Nessa medida, 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, no

⁶⁵ Cfr. *Ibid*, parágrafos 100 e 101.

final desse período adicional, se mantenham as preocupações jusconcorrenciais, a AdC pode determinar o desinvestimento dos ativos a adquirir.

227. Pelo contrário, entende a AdC que, face aos possíveis desenvolvimentos com impacto nos mercados em causa *supra* referidos e aos problemas jusconcorrenciais identificados, a aplicação imediata de um compromisso estrutural de desinvestimento poderia considerar-se desproporcional, razão porque se considera adequado um compromisso estrutural combinado, caso se venha a revelar necessário face à evolução dos mercados, de um compromisso estrutural de desinvestimento.
228. 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.
229. 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.
230. 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.
231. Por fim, note-se que a reapreciação dos Compromissos pode, ainda, ocorrer 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. Conforme referido *supra*, esta possibilidade de reapreciação dos Compromissos permite, designadamente, ultrapassar eventuais riscos de monitorização que possam vir a verificar-se no decorrer do prazo de aplicação dos compromissos comportamentais, cenário em que existe a possibilidade dos mesmos serem substituídos por um compromisso estrutural de desinvestimento.
232. 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.
233. De todo o exposto, conclui-se que os compromissos assumidos pela Notificante se afiguram suficientes, adequados e proporcionais à resolução das preocupações concorrenciais identificadas.

9 AUDIÊNCIA PRÉVIA

234. Nos termos do n.º 1 do artigo 54.º da Lei da Concorrência, atento o sentido da Decisão, promoveu-se a Audiência Prévia, tendo sido comunicado, à Notificante, o Projeto de Decisão da AdC em 28 de janeiro de 2016, tendo a mesma apresentado as suas Observações a 2 de fevereiro de 2016.

235. Em síntese, a Notificante afirma não concordar com a definição dos mercados relevantes nem com a avaliação jusconcorrencial realizada pela AdC, antes reiterando a inexistência de problemas de concorrência em resultado da projetada aquisição, conforme posição já defendida no Formulário de Notificação e avaliada pela AdC ao longo da presente Decisão.
236. 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.
237. Nos termos *supra*, entende a Autoridade da Concorrência que as Observações apresentadas em sede de Audiência Prévia não vêm alterar o sentido proposto no Projeto de Decisão da AdC de 28 de janeiro de 2016.

10 DELIBERAÇÃO DO CONSELHO

238. 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, delibera adotar uma decisão de não oposição, nos termos da alínea b), do n.º 1 e n.º 2 do artigo 50.º da Lei da Concorrência, acompanhada da imposição das condições e obrigações, destinadas a garantir o cumprimento do conjunto de compromissos assumidos pela Notificante, que se passa 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 coletiva 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 objetivo eliminar as eventuais preocupações jusconcorrenciais que os serviços da Autoridade da Concorrência possam vir a identificar no âmbito da análise da operação de concentração identificada em epígrafe, à luz das preocupações identificadas recentemente pela Autoridade da Concorrência no âmbito do proc. Ccent. 9/2015 *EDP Renewables/Ativos ENEOP*, constantes da Decisão do Conselho de Administração da Autoridade da Concorrência neste processo de 14 de Agosto de 2015.
2. Os Compromissos ora assumidos e de seguida descritos visam permitir que a Autoridade da Concorrência adote uma decisão de não oposição no proc. Ccent n.º 55/2015 - *EDP Renewables/Ativos Ventinveste*, 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 respetivos 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 55/2015 - *EDP Renewables/Ativos Ventinveste* ou para qualquer outro efeito, como a admissão ou reconhecimento, explícito ou implícito, direto ou indireto, pela *EDP Renewables*, SGPS, S.A. de que a operação de concentração em causa é suscetível de entrar significativamente a concorrência efetiva 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, exceto 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 Renewables, SGPS, S.A. («EDP Renewables» ou «Notificante»)
Ativos (de geração eólica) a adquirir / Parques eólicos a adquirir	Os ativos afetos à produção de energia eólica em regime especial de remuneração garantida explorados ou a explorar pela Parque Eólico do Cabeço Norte, S.A., Parque Eólico do Pinhal Oeste, S.A., Parque Eólico do Planalto, S.A., Parque Eólico da Serra do Oeste, S.A., e Parque Eólico de Torrinhelas, S.A.
Compromissos	O conjunto de Compromissos assumidos pela <i>EDP 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 <i>EDP Renewables</i> for notificada da Decisão

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

Data da Nomeação do Mandatário de Monitorização	Data em que o Mandatário de Monitorização é nomeado pela Notificante, após a respetiva aprovação pela AdC
Decisão	Decisão de não oposição emitida pela AdC no âmbito do proc. Ccent n.º 55/2015 - <i>EDP Renewables/Ativos Ventinveste</i> respeitante à presente Operação de Concentração, nos termos da alínea b) do n.º 1 e do n.º 2 do artigo 50.º do RJC, acompanhada da imposição de condições e obrigações
Desinvestimento dos Ativos a adquirir	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 [<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 adotados na versão final do Contrato de Mandato de Monitorização com o Mandatário de Monitorização

Operação de Concentração	Negócio jurídico notificado à AdC a 13 de Novembro de 2015, objeto do processo Cent n.º 55/2015 - <i>EDP Renewables/Ativos Ventinveste</i> , que visa a aquisição, pela <i>EDP Renewables, SGPS, S.A.</i> , do controlo exclusivo sobre as sociedades Parque Eólico do Cabeço Norte, S.A., Parque Eólico do Pinhal Oeste, S.A., Parque Eólico do Planalto, S.A., Parque Eólico da Serra do Oeste, S.A., e Parque Eólico de Torrinhelas, S.A.
Partes	<i>EDP Renewables, SGPS, S.A.</i> / Parque Eólico do Cabeço Norte, S.A., Parque Eólico do Pinhal Oeste, S.A., Parque Eólico do Planalto, S.A., Parque Eólico da Serra do Oeste, S.A., e Parque Eólico de Torrinhelas, S.A.
Parque Eólico da EDP	Conjunto de todos os aerogeradores atualmente detidos e controlados, em exclusivo ou conjuntamente, em território nacional pelo Grupo EDP, incluindo potência adicional e sobreequipamento, 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 eventuais 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 efetiva no mercado, devendo por conseguinte, ser aceites e acolhidos pela AdC:

1.º Compromisso: Não utilização estratégica dos ativos 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. Excetuam-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 proteção dos equipamentos⁶⁶), camada de gelo nas pás, razões ambientais (por ex., deteção de aves nas máquinas em que esta proteção 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 ações de manutenção preventiva ou corretiva, 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, efetuadas pelos responsáveis da Operação e Manutenção do parque, ou remotas através do Centro de Despacho, efetuadas 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 podem ser efetuadas 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 inspeções locais efetuadas pelas equipas de manutenção.

⁶⁶ Estes valores são definidos de acordo com a Curva de Potência de cada aerogerador. Dependem, por isso, do tipo de aerogerador e do respetivo fabricante. **[CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível]**.

No caso de avaria, é gerado um alarme no Centro de Despacho (CD) que, conforme o tipo, indica o correspondente tipo de **[CONFIDENCIAL-informação 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 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.
13. A Notificante obriga-se também a maximizar sempre a produção, incluindo a potência adicional e o sobreequipamento do Parque Eólico da EDP que seja dotado destas características, não deixando de produzir e de injetar 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 de Monitorização, após ser ouvida a Notificante, nos termos previstos nos §§ 39 e 40.
15. Nos casos em que deva ocorrer o Desinvestimento dos Ativos 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 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 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;
 - 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.

Secção B.2 OBRIGAÇÕES

Obrigações relativas aos Compromissos

17. Relativamente aos Parques eólicos a adquirir, as obrigações de transmissão de informação à AdC e/ou ao Mandatário de Monitorização estabelecidas pelos presentes Compromissos tornam-se exigíveis a partir da data em que cada um dos referidos parques obtenha a respetiva licença de exploração e inicie o fornecimento de eletricidade à rede após terminar o período inicial de ensaios de comissionamento. Para este efeito, a EDP *Renewables* comunica à AdC e ao Mandatário de Monitorização, com uma antecedência de pelo menos 15 dias, a data prevista do fornecimento de eletricidade à rede relativamente a cada um dos Parque Eólicos a adquirir.
 - (i) **Envio dos registos da velocidade média do vento e da potência média registada por cada aerogerador**
 18. 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**] minutos⁶⁷, com fonte de dados no equipamento do próprio aerogerador, relativamente aos Ativos (de geração eólica) a adquirir bem como de todo o Parque Eólico da EDP.
 19. Este compromisso baseia-se na existência de uma correspondência direta 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**
 20. Envio à AdC, 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, de acordo com os contratos de manutenção em vigor relativamente ao Parque Eólico da EDP;
 - c) 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 respetivo nível de permissão necessário e da cadeia de registo ou reporte subsequente.

⁶⁷ Prevista em sistema. A volatilidade do vento aconselha esta frequência.

21. Este compromisso permitirá averiguar se as manutenções dos equipamentos foram realizadas de acordo com os princípios enunciados no § 16.

(iii) Envio dos registos de alarmística por aerogerador

22. 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 exceção, que regista em cada momento todos os dados à medida que os recebe das respetivas 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%.
23. 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 efetuado pelo respetivo chefe do parque eólico. Em qualquer caso, qualquer alteração efetuada aos dados originais fica registada no sistema, incluindo a identificação da pessoa que a efetuou (através de *username* e *password*).
24. 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 ativo em causa e bem assim, de todas as outras ocorrências resultantes da operação desse ativo que constam do sistema de alarmística do equipamento.
25. 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:
- a) **[CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível];**
 - b) **[CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível];**
 - c) **[CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível];**
 - d) **[CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível];**
 - e) **[CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível];**
 - f) **[CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível];**
 - g) **[CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível];**
 - h) **[CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível];**
 - i) **[CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível];**
 - j) **[CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível];**
 - k) **[CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível];**
 - l) **[CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível];**
 - m) **[CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível];**
 - n) **[CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível];**
 - o) **[CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível];**
 - p) **[CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível].**

26. A Notificante envia ao Mandatário de Monitorização e/ou à AdC toda a informação, designadamente sobre **[CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível]**, que estes considerem relevante para o exercício das suas funções, como sejam **[CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível]**.

(iv) Acompanhamento, fiscalização e monitorização

27. A Notificante mantém a AdC regularmente informada sobre o cumprimento dos Compromissos, reportando todas as informações relevantes para o respetivo acompanhamento e fiscalização, respondendo aos pedidos de esclarecimento e de informação que esta lhe dirigir.
28. De forma a dar resposta às eventuais preocupações que possam ser 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 mesmos⁶⁸.
29. 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 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 exceção 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]**; (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 faturação do Mandatário no ano de 2014; e (iii) o Mandatário desempenhe funções idênticas às previstas nos presentes Compromissos, designadamente as que resultem da Decisão da Autoridade da Concorrência de 14 de Agosto de 2015 no proc. Ccent. 9/2015, *EDP Renewables/Ativos ENEOP*.
30. 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]**.
31. O Mandatário de Monitorização será remunerado pela EDP *Renewables* e atuará 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

⁶⁸ *Linhas de Orientação da AdC sobre a adoção de compromissos em controlo de concentração*, de 28.7.2011, 3.2.2., §§ 46 e seguintes.

cumprimento escrupuloso do Mandato, bem como a boa e rápida execução dos Compromissos assumidos.

32. Tendo em conta, de modo especial, as eventuais preocupações que possam ser 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 atuação da EDP *Renewables*, designadamente através da transmissão de instrução (em particular de *setpoint* de potência ativa) 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.
33. 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.
34. Por força da presente obrigação de acompanhamento, fiscalização e monitorização, o Mandatário de Monitorização estará em condições de identificar as ocorrências de alarmística que resultam de intervenção humana, analisando-as no sentido de aferir da sua razoabilidade e justificação técnica.
35. 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.).
36. 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 assim que cada um destes parques inicie o fornecimento de eletricidade à rede, incluindo a potência adicional e o sobreequipamento, 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.
37. 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 seleção dos eventos relevantes e das suas condições de produção, para efeitos de análise e cumprimento dos Compromissos.
38. Se for detetado, pelo Mandatário de Monitorização, qualquer indício de intervenção humana que possa levantar dúvidas sobre a respetiva 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.

39. 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 atuação do Grupo EDP no mercado de reserva terciária e sobre os preços e volumes contratados pelas suas centrais nesse mercado.
40. 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 projeto 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.
41. 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.
42. 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 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.
43. 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 de 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.
44. 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.

45. 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 (*cf.* **Anexo C.1 [CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível]**).

(v) Obrigação de manutenção da monitorização já decorrente de contratos de manutenção em vigor

46. A Notificante compromete-se a manter em vigor todas as obrigações que resultam dos contratos de serviços de manutenção dos aerogeradores que a cada momento estiverem em vigor para o Parque Eólico da EDP, durante o período de vida útil dos ativos eólicos que lhe estão associados, salvo motivo fundamentado, designadamente previsto na lei ou nos contratos.

(vi) Duração dos Compromissos

47. A Notificante propõe que os Compromissos tenham a duração de **[2-5]** anos contados da Data da Notificação da Decisão, sendo a informação objeto dos Compromissos supra elencados comunicada anualmente, até 31 de Março do ano seguinte, diretamente à AdC e/ou ao Mandatário de Monitorização.
48. 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 Ativos a adquirir ou, excecionalmente, a prorrogação do prazo de duração dos Compromissos por mais **[1-4]** anos.
49. 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 Ativos a adquirir.
50. 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 atuais 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.2 [CONFIDENCIAL-informação comercialmente sensível]**);

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

Os «TSOs» (*i.e.*, 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 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 selecionar 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 projeto 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 dos Compromissos. 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 direta 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*⁶⁹, 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).

Neste contexto, a duplicação da capacidade da interligação entre Espanha e França para os 2.800 MW (inaugurada em 20 de Fevereiro de 2015 e com entrada em operação em 5 de Outubro de 2015⁷⁰ potenciou 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 **[75-100]** MW;
51. 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.
52. A AdC pode ainda reapreciar os Compromissos a todo o tempo:
- a) Após a receção do relatório anual elaborado pelo Mandatário de Monitorização, referido no § 40, ou de qualquer reporte do mandatário nos termos referidos no § 38;

⁶⁹ 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 4 de Novembro de 2015.

⁷⁰ Informação disponível em <http://www.ree.es/es/sala-de-prensa/notas-de-prensa/2015/11/red-electrica-de-espana-y-reseau-de-transport-delectricite-galardonadas-con-Premio-Dialogo>.

b) 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 Ativos a adquirir, nos termos dos §§ 48 e 49, 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.

53. 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 objetivo da gestão dos ativos em causa será o da maximização da produção e da receita proveniente desses mesmos ativos.
54. 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 ativos a adquirir

55. O Contrato de Alienação e o(s) adquirente(s) de controlo conjunto devem ser previamente aprovados pela AdC.
56. 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 suscetível de criar, *prima facie*, preocupações concorrenciais nem preocupações quanto à implementação do Contrato de Alienação.
57. 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.
58. A Notificante terá cumprido a Condição de Alienação se, no prazo máximo de **[<12]** meses, contado do momento que determina o Desinvestimento dos Ativos a adquirir, 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

59. O processo de designação do Mandatário de Monitorização obedecerá às disposições elencadas nos parágrafos seguintes.
60. 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 respetiva Minuta do Contrato de Mandato de Monitorização. A Minuta, os presentes Compromissos e, sem limitação, o respetivo **Anexo C.1 ([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.

61. 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.
62. Em alternativa à lista referida no § 60, a Notificante poderá indicar à AdC como potencial mandatário de monitorização, no prazo aí referido, entidade que desempenhe já as funções de Mandatário de Monitorização, em termos anteriormente aprovados pela AdC no âmbito de um procedimento de operação de concentração respeitante ao Grupo EDP. Tal entidade será aprovada pela AdC para exercer funções de Mandatário de Monitorização, nos termos do parágrafo anterior, a não ser que a AdC considere que deixou de satisfazer as condições de competência técnica e independência necessárias ao exercício das referidas funções.
63. 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.
64. O Contrato de Mandato de Monitorização e o caderno de encargos acordados serão submetidos à AdC para aprovação.
65. Se a entidade aprovada pela AdC com quem a Notificante inicia negociações já exercer as funções de Mandatário de Monitorização no âmbito de um procedimento de operação de concentração respeitante ao Grupo EDP, para efeitos do parágrafo anterior o Contrato de Mandato de Monitorização e o caderno de encargos podem ser substituídos por adendas aos documentos análogos anteriormente aprovados pela AdC e que se encontrem em vigor na Data da Notificação da Decisão. Tais adendas ao Contrato de Mandato de Monitorização e ao caderno de encargos anteriormente aprovados são submetidas previamente à AdC para aprovação.
66. 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 § 60. 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 § 60.
67. 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.
68. 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]**. O Mandatário de Monitorização exerce as suas funções a partir da data da assinatura do Contrato de Mandato de Monitorização ou da adenda a que se reporta o § 65, mas desempenhará as suas funções tendo por referência o período iniciado com a Data da Decisão.

69. A implementação da Operação de Concentração só pode ocorrer após a aprovação, pela AdC, de pelo menos **[1-3]** entidade que satisfaçam 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.

LISTA DE ANEXOS

Anexo C.1. [CONFIDENCIAL - informação comercialmente sensível].

Anexo C.2. Comunicado do APX, Belpex, OMIE, EPEX Spot e Nord Pool Spot de 19 de Maio de 2014

CULMINADA CON EXITO UNA FASE ESENCIAL DEL MERCADO CONTINUO INTRADIARIO TRANSFRONTERIZO EUROPEO

19 DE MAYO DE 2014. Los Mercados de la Energía (PX) APX, Belpex, EPEX SPOT, Nord Pool Spot y OM1E, junto con dieciséis Operadores del Sistema de Transmisión (TSO) de Europa, se complacen en confirmar la satisfactoria culminación de una fase esencial para la materialización de un Mercado Continuo Intradía Transfronterizo Europeo.

La aprobación de los bloques modulares básicos de la futura Solución Intradía Transfronteriza Europea ha supuesto un importante paso adelante para este proyecto. Los PX, TSO y el proveedor de servicio han llegado a un acuerdo común, que cuenta con el apoyo de las correspondientes autoridades reguladoras nacionales, de la Agencia para la Cooperación de los Reguladores de Energía y de la Comisión Europea, que permite pasar a la siguiente fase del proyecto, en la que quedarán contractualmente establecidos todos los requisitos de la Solución Intradía Transfronteriza Europea. Se espera que esta fase requiera aproximadamente 5 meses y que permita la creación y puesta en pruebas de la Solución Intradía Transfronteriza Europea.

La futura Solución Intradía se basará en un sistema informático compartido que hará posible la negociación transfronteriza continua en todo el territorio europeo, y que permitirá que se introduzcan ajustes intradiarios a las operaciones concluidas en el mercado diario. Las transacciones intradiarias desempeñan una función importante en la creación de un mercado de la energía eficiente, ya que permiten gestionar las variaciones de producción y consumo prácticamente en tiempo real. La futura Solución Intradía facilitará la integración de las fuentes de energía renovable al mercado de la electricidad europeo y de esa manera, a su vez, facilitará la consecución de los objetivos de la política de energías renovables.

Mikael Lundin, consejero delegado de Nord Pool Sport y Co presidente del Comité de Dirección del Proyecto comento lo siguiente sobre los progresos alcanzados "La culminación de esta etapa del proyecto ha sido un logro fundamental. Ha requerido una intensa actividad y la voluntad de todos los afectados para trabajar en conjunto a fin de alcanzar un acuerdo sobre retos muy complicados. Este logro nos pone en una situación envidiable para comenzar la siguiente fase esencial del proyecto Intradía Transfronterizo Europeo "

Jean Verseille, Director de Asuntos Europeos de RTE, que copreside el Comité de Dirección del Proyecto, añadió "Ahora contamos con un plan claro para conseguir la implementación de

la Solución Intradía Transfronteriza Europea en la region noroccidental de Europa Es un proyecto complejo en el que están colaborando muchas partes el anuncio de hoy reconoce el tremendo esfuerzo realizado por todas las partes y marca un verdadero paso adelante La gran calidad, la funcionalidad exigida al programa y la seguridad del sistema se encuentran en todo momento en el centro de los esfuerzos que realizamos para satisfacer las expectativas de los participantes en el mercado"

Se están consiguiendo avances en otras areas incluido el diseño de procesos previos y posteriores a la casación de oferta y demanda, que haran posible que comience la implementacion local de los proyectos

Nota a los editores La fase del proyecto satisfactoriamente completada es la Fase 1 del Acuerdo de Puesta en Marcha Anticipada Durante la siguiente fase, conocida como Fase 2 del Acuerdo de Puesta en Marcha Anticipada (Plan Operativo), se finalizaran las especificaciones detalladas del Módulo de Gestión de Capacidad, la Cartera de Pedidos Compartidos y las Interfaces Dicha fase irá seguida del desarrollo y ulterior ensayo de la Solución Intradía Transfronteriza Europea

ACERCA DE APX Y BELPEX

APX es el principal proveedor europeo en los Países Bajos, el Reino Unido y Bélgica de servicios de compensación y negociación de energía para el mercado mayorista que opera plataformas transparentes APX ofrece servicios de negociación de transacciones compensación y liquidación centralizados y de distribución de datos comparativos e índices sectoriales a mas de 160 miembros de mas de 15 países

En 2013 se negociaron en los mercados de APX mas de 88 TWh, y el servicio de liquidación y compensación tramito operaciones de energía por valor de mas de 9 000 millones de euros

Belpex SA es una filial en plena propiedad de APX

ACERCA DE EPEX SPOT

El Mercado de la Energía Europeo EPEX SPOT SE opera los mercados de la energía al contado de Alemania, Francia Austria y Suiza (mercado diario e intradiario) En conjunto estos países representan mas de un tercio del consumo europeo de energía EPEX SPOT es una sociedad europea (Societas Europaea) con sede en París, y sucursales en Leipzig, Berna y Viena. En 2013 se negociaron 346 TWh en los mercados de EPEX SPOT.

ACERCA DE NORD POOL SPOT

Nord Pool Spot opera uno de los principales mercados de la energía de Europa, y ofrece negociación de operaciones en los mercados diario e intradiario a sus miembros. 370 empresas de 20 países operan en los mercados de Nord Pool Spot de las regiones escandinavas y bálticas, así como en su mercado británico N2EX. En 2013 el grupo alcanzó un volumen de negocio total de 493 TWh de potencia contratada. Nuestros mercados operan

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

desde las oficinas de Oslo, Estocolmo, Helsinki, Copenhague, Talín y Londres. Nord Pool Spot se esfuerza por potenciar su actividad, colaborando con integridad junto a miembros e interesados, a fin de alcanzar la excelencia.

ACERCA DE OMIE

Operador del Mercado ibérico de la Energía, polo español S.A. (OMIE) es una sociedad española creada con el objetivo de gestionar los mercados de activos de energía subyacentes. En el desempeño de su función principal, OMIE es responsable de la gestión del mercado ibérico de energía al contado, que opera permanentemente el mercado diario y los seis mercados intradiarios que cubren toda la energía de la península ibérica. En 2013, OMIE negoció 274 TWh, de los cuales 39TWh fueron negociados en los mercados intradiarios, con un volumen de energía que representó más de 12.000 millones de euros. Además de esta función principal, OMIE es responsable de la gestión de diferentes subastas relacionadas con la energía, que cubren tanto productos físicos como productos financieros.

Si desea más información sobre la Solución Intradiaria Transfronteriza Europea visite los siguientes sitios web:

www.apxgroup.com

www.belpex.be

www.epexspot.com

www.nordpoolspot.com

www.omie.es

Los Operadores del Sistema de Transmisión que participan en este proyecto son: 50Hertz, Amprion, Austrian Power Grid, Creos, Elia, Energinet.dk, Fingrid, National Grid Interconnectors, RTE, Statnett, Svenska kraftnät, Swissgrid, TenneT TSO B.V. (Países Bajos), TenneT TSO GmbH (Alemania) y TransnetBW

Lisboa, 4 de fevereiro de 2016

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.....	4
4.1	Mercado do Produto Relevante	4
4.2	Mercado Geográfico Relevante	8
4.3	Conclusão	10
5	MERCADOS RELACIONADOS	11
5.1	Ponto Prévio.....	11
5.2	Serviços de sistema.....	11
6	AVALIAÇÃO JUS-CONCORRENCIAL.....	16
6.1	Impacto da operação no preço grossista da eletricidade, na gestão da capacidade de interligação e nos serviços de sistema.....	16
6.2	Mercado Relevante da produção de energia elétrica	22
6.3	Mercados Relacionados	32
6.3.1	Mercados de banda secundária e de reserva terciária a subir e a descer	32
6.4	Conclusão da avaliação jusconcorrencial	39
7	PARECER DO REGULADOR SETORIAL	39
8	COMPROMISSOS	41
8.1	Compromissos apresentados pela Notificante	42
8.2	Apreciação dos compromissos apresentados pela Notificante	45
9	AUDIÊNCIA PRÉVIA	48
10	DELIBERAÇÃO DO CONSELHO	48

Índice de Tabelas

Tabela 1 – Volume de negócios do Grupo EDP, para os anos de 2012 a 2014.....	3
Tabela 2 – Ofertas de troca de reservas entre o sistema Português e o sistema Espanhol nos 4 primeiros meses de 2015	14
Tabela 3 – Estrutura do mercado da produção de energia elétrica em Portugal Continental, em capacidade de produção MW, em 2012, 2013 e 2014	22
Tabela 4 – Estrutura do mercado da produção de energia elétrica em Portugal Continental, em capacidade de produção MW, por tecnologia, em 2013 e 2014.....	23
Tabela 5 – Capacidade de produção de energia elétrica dos ativos a adquirir à Ventinveste	24
Tabela 6 – Estrutura do mercado da produção de energia elétrica na Península Ibérica, em capacidade de produção MW, em 2012, 2013 e 2014	25
Tabela 7 – Posição de monopolista residual da EDP em 2012, 2013 e 2014	27
Tabela 8 – Estrutura de oferta do mercado de banda secundária em Portugal Continental, em 2012, 2013 e 2014	33
Tabela 9 – Estrutura de oferta dos mercados de reserva terciária a subir e a descer, em 2012, 2013 e 2014.....	34
Tabela 10 – Impacto das trocas de reserva entre Portugal e Espanha na quota de mercado da EDP na reserva a subir e na reserva a descer.....	35
Tabela 11 – Evolução da dimensão do mercado de regulação secundária.....	38

ANEXO I
MINUTA
CONTRATO DE MANDATO DE MONITORIZAÇÃO

[CONFIDENCIAL - Conteúdo de acordo]

Cláusula [CONFIDENCIAL - Conteúdo de acordo]
(Confidencialidade)

1. O Mandante e o Mandatário de Monitorização só divulgam a existência e o teor do presente Contrato, das Decisões e seus anexos, em cumprimento de disposição legal ou regulamentar, de decisão administrativa, de sentença de tribunal judicial ou arbitral transitada em julgado, ou sempre que tal seja indispensável ao cumprimento do presente Contrato, casos em que, de todo o modo, divulgam apenas a informação estritamente necessária para o efeito e, sempre que possível, concertam com a respetiva contraparte o teor da informação a divulgar e as condições da sua divulgação.
2. O Mandatário de Monitorização assegura a mais estrita confidencialidade sobre qualquer Informação Confidencial a que tenha acesso no quadro do presente Contrato ou da sua execução, ou relativa às Decisões, a que tenha tido acesso no âmbito da execução do presente Contrato.
3. Em particular, o Mandatário de Monitorização obriga-se, durante e após o termo da vigência do presente Contrato, a:
 - a) Não usar a Informação Confidencial de que tenha tido conhecimento ou que lhe tenha sido revelada ou transmitida pela EDP *Renewables*, para qualquer fim estranho ao presente Contrato;
 - b) Guardar o mais estrito sigilo sobre a Informação Confidencial revelada ou transmitida pela EDP *Renewables* evitando a sua revelação a terceiros, do mesmo modo e usando do mesmo grau de diligência – que nunca poderá ser inferior à diligência razoável que se exige em circunstâncias semelhantes – com que o Mandatário de Monitorização protege as informações confidenciais dele próprio;
 - c) Limitar o acesso à divulgação da Informação Confidencial, revelada ou transmitida pela EDP *Renewables*, aos seus empregados ou representantes ou aos empregados ou representantes de sociedades suas afiliadas que tenham necessidade de tomar conhecimento dela para o cumprimento do presente Contrato;
 - d) Comunicar à EDP *Renewables*, o mais rapidamente possível, todas as falhas, quebras e demais incidentes relacionados com a segurança da Informação Confidencial.

4. Toda a informação transmitida ou revelada pela EDP *Renewables* ao Mandatário de Monitorização permanecerá como sendo da exclusiva propriedade da EDP *Renewables*.
5. As regras de segurança e confidencialidade a que a Informação Confidencial está sujeita podem ser alteradas, mediante acordo entre as Partes, através de um aditamento ao presente acordo de confidencialidade, assinado pelas Partes.
6. A violação de obrigações que resultem do presente Contrato por parte do Mandatário de Monitorização fá-lo-á incorrer em responsabilidade civil, respondendo o mesmo, nos termos gerais, pelos danos que decorram do incumprimento, devendo computar-se no cálculo da indemnização a pagar à EDP *Renewables* os gastos que esta última tiver de suportar com o pagamento de honorários de advogados e custas de tribunal necessários à defesa dos seus interesses.

[CONFIDENCIAL - Conteúdo de acordo]

ANEXO I.1

Documento de Compromissos ENEOP e Anexos

ANEXO I.2

Documento de Compromissos Ventinveste e Anexos

ANEXO I.3
Caderno de Encargos