



**Ccent. 22/2014**  
**REN/Ativos de Armazenamento Transgás**

**Decisão de Não Oposição**  
**da Autoridade da Concorrência**

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

06/01/2015

**DECISÃO DE NÃO OPOSIÇÃO  
DA AUTORIDADE DA CONCORRÊNCIA**

**Processo Ccent. 22/2014 – REN/Ativos de Armazenamento Transgás**

**1. OPERAÇÃO NOTIFICADA**

1. Em 3 de setembro de 2014, com produção de efeitos a 11 de setembro, foi notificada à Autoridade da Concorrência (também referida como “AdC”), 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 REN Armazenagem, S.A. (“REN Armazenagem”), de controlo exclusivo sobre os ativos de armazenamento subterrâneo de gás natural (“Ativos de Armazenamento Transgás”), que são objeto de trespasse parcial da concessão de armazenamento subterrâneo de gás natural da Transgás Armazenagem – Sociedade Portuguesa de Armazenagem de Gás Natural, S.A. (“Transgás Armazenagem”).
2. 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 c) do n.º 3 do mesmo artigo, e está sujeita à obrigatoriedade de notificação prévia, por preencher a condição enunciada na alínea a) do n.º 1 do artigo 37.º do mesmo diploma.

**2. AS PARTES**

**2.1. Empresa Adquirente**

3. A empresa adquirente, REN Armazenagem, é uma empresa do Grupo REN, sendo 100% detida pela REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. (“REN”), por intermédio das sociedades REN Serviços, S.A. e REN Gás, S.A.
4. Nos termos referidos pela Notificante, os estatutos da REN preveem que não sejam contados os votos inerentes às ações da categoria A, emitidos por qualquer acionista, em nome próprio ou como representante de outrem, que excedam 25% da totalidade dos votos correspondentes ao capital social. Por conseguinte, na medida em que nenhum acionista detém a maioria dos votos na Assembleia Geral, e em que não é conhecido qualquer acordo entre os acionistas para o exercício em conjunto dos seus direitos no seio da Assembleia Geral, constata-se que a REN não tem uma estrutura de controlo estável, na aceção do n.º 3 do artigo 36.º da Lei da Concorrência.
5. A REN Armazenagem dedica-se à armazenagem subterrânea de gás natural, através da concessão de serviço público no parque de armazenamento do Carriço, que compreende atualmente três cavidades (TGC-5, TGC-3 E TGC-4)<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> O Contrato de Concessão da atividade de armazenamento de gás natural celebrado entre o Estado Português e a REN Armazenagem, a 26 de setembro de 2006 (“Contrato de Concessão da REN Armazenagem”) tem a duração de 40 anos, tal como previsto na minuta do contrato aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 107/2006, de 23 de agosto (Cláusula 5ª).

6. O Grupo REN desenvolve ainda as atividades correspondentes ao âmbito das concessões de transporte de eletricidade em muito alta tensão e da gestão global do Sistema Elétrico Nacional (“SEN”), de transporte de gás natural em alta pressão e da gestão global do Sistema Nacional de Gás Natural (“SNGN”) e da receção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito no terminal de Sines.
7. O volume de negócios da REN em Portugal, no Espaço Económico Europeu (“EEE”) e mundial, para os anos 2011, 2012 e 2013, é o constante da tabela apresentada em seguida.

**Tabela 1 – Volume de negócios da REN, para os anos 2011, 2012 e 2013**

<i>Milhões Euros</i>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>
<b>Portugal</b>	530,82	588,97	576,00
EEE	530,82	588,97	576,00
Mundial	530,82	588,97	576,00

Fonte: Notificante.

## **2.2. Ativos a Adquirir**

8. Os ativos a adquirir, Ativos de Armazenamento Transgás, são ativos que integram presentemente a concessão de armazenamento subterrâneo de gás natural da Transgás Armazenagem, empresa do grupo GALP Energia que, nos termos da notificação, os controla a título exclusivo<sup>2</sup>.
9. Situam-se no parque de armazenamento do Carriço, e correspondem, nomeadamente, aos direitos associados a duas cavidades em operação (TGC-1S e TGC-2), incluindo todas as ligações, infraestruturas e direitos associados à sua regular exploração, bem como aos direitos associados à construção e exploração de duas novas cavidades (TGC-7S e TGC-9S). Incluem todas as ligações, infraestruturas e direitos associados à sua regular exploração ou, no caso de por razões técnicas, não ser possível construir alguma delas com características que permitam a sua exploração em termos economicamente viáveis e equivalentes às previstas, o direito de, obtidas as aprovações legalmente exigíveis, construir e explorar outra, ou outras que as substituam.
10. O volume de negócios dos Ativos de Armazenamento Transgás em Portugal, no EEE e mundial, para os anos 2011, 2012 e 2013, é o constante da tabela apresentada em seguida.

---

<sup>2</sup> O Contrato de Concessão da atividade de armazenamento de gás natural celebrado entre o Estado Português e a Transgás Armazenagem, a 26 de setembro de 2006 (“Contrato de Concessão da Transgás Armazenagem”) tem a duração de 40 anos, tal como previsto na minuta do contrato aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 108/2006, de 23 de agosto (Cláusula 5ª).

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

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

Fonte: Notificante.

### **3. NATUREZA DA OPERAÇÃO**

11. A operação de concentração tem como base jurídica um contrato de trespasse parcial de concessão celebrado entre a Transgás Armazenagem e a REN Armazenagem em 25 de julho de 2014 (“Contrato”).
12. Nos termos do Contrato, a Transgás Armazenagem transferirá para a REN Armazenagem, na data de produção de efeitos do Contrato, todas as relações jurídicas associadas aos Ativos de Armazenamento Transgás, que correspondem, no essencial, aos direitos e obrigações associados às duas cavidades construídas (TGC-1S e TGC-2) e às duas cavidades a construir (TGC-7S e TGC-9S) que integram a concessão daquela empresa – e todas as infraestruturas e equipamentos necessários à prossecução das referidas atividades.
13. O Contrato prevê um trespasse parcial do estabelecimento da concessão da Transgás Armazenagem, na medida em que apenas a universalidade de direitos e obrigações respeitantes às cavernas TGC1S, TGC2, TGC7S e TGC9S será objeto de cessão por trespasse. Nestes termos, a Transgás Armazenagem mantém a posição jurídica de concessionária conferida pela mesma concessão de 26 de setembro de 2006, em relação à área de concessão definida no contrato de concessão.
14. Nos termos do Contrato, a produção de efeitos do mesmo encontra-se dependente da verificação cumulativa das seguintes condições suspensivas:
  - a) [CONFIDENCIAL – CONTEÚDO DO CONTRATO];
  - b) [CONFIDENCIAL – CONTEÚDO DO CONTRATO];
  - c) [CONFIDENCIAL – CONTEÚDO DO CONTRATO];
  - d) [CONFIDENCIAL – CONTEÚDO DO CONTRATO];
  - e) Adoção de decisão da AdC de não oposição à operação, nos termos previstos na Lei da Concorrência.

### **4. ENQUADRAMENTO REGULATÓRIO DA ACTIVIDADE**

15. A atividade de armazenamento subterrâneo de gás natural compreende o recebimento, a injeção, o armazenamento subterrâneo, a extração, o tratamento e a entrega de gás

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

natural, quer para constituição e manutenção de reservas de segurança, quer para fins operacionais e comerciais, assim como a construção, manutenção e exploração de todas as infraestruturas e instalações que são necessárias para a sua operação<sup>3</sup>.

16. A atividade de armazenamento de gás no território Português encontra-se sujeita a regulação a vários níveis: (i) ao nível legislativo (a) da União Europeia, constante, nomeadamente, da Diretiva 2009/73/CE<sup>4</sup>, que estabelece regras comuns para o mercado do gás natural, (b) nacional, constante do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro<sup>5</sup> e do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho<sup>6</sup>, ambos alterados em 2012 em transposição da referida Diretiva, (ii) contratual, ao abrigo dos contratos de concessão de serviço público<sup>7</sup> e (iii) regulamentar, no âmbito da atuação da ERSE.
17. Por outro lado, a regulação aplicável estabelece diversos tipos de obrigações, de entre as quais se destacam obrigações de separação entre redes e atividades de produção e comercialização, obrigações de acesso, regulação tarifária e regulação operacional.

### ***Separação entre Redes e Atividades de Produção e Comercialização***

18. A Diretiva 2009/73/CE consagra um regime de separação jurídica das atividades de gás natural, permitindo aos Estados Membros a opção entre um regime de acesso negociado e um regime de acesso regulado<sup>8</sup>. Portugal optou por este último sistema, embora, na alteração legislativa de 2012, tenha sido expressamente prevista a possibilidade de exercício da atividade em regime de acesso negociado<sup>9</sup>.
19. No quadro do Direito português, tanto o operador de armazenamento subterrâneo, como o operador do terminal de gás natural liquefeito (GNL) são independentes no plano jurídico das entidades que exerçam, diretamente ou através de empresas coligadas, qualquer das restantes atividades do SNGN. Com efeito, não podem os gestores do mesmo integrar quaisquer órgãos sociais ou participar nas estruturas de empresas que exerçam uma atividade de produção ou comercialização de gás natural, nem o operador deter participações, diretamente ou por intermédio de empresas controladas, no capital

---

<sup>3</sup> Cfr. n.º 2 do artigo 16.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho.

<sup>4</sup> Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural, publicado no Jornal Oficial da União Europeia (“JOUE”) L 211, de 14.8.2009, p. 94.

<sup>5</sup> O Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro estabelece as bases gerais da organização e do funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural (“SNGN”) em Portugal e as bases gerais aplicáveis ao exercício das atividades de receção, armazenamento, transporte, distribuição e comercialização de gás natural e à organização dos mercados de gás natural. Foi alterado e republicado pelo Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, que completa a transposição da Diretiva 2009/73/CE.

<sup>6</sup> O Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho estabelece os regimes jurídicos aplicáveis às atividades de transporte de gás natural, de armazenamento subterrâneo de gás natural, de receção, armazenamento e regaseificação em terminais de gás natural liquefeito (GNL) e de distribuição de gás natural, incluindo as respetivas bases das concessões. Foi alterado e republicado pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, que completa também a transposição da Diretiva 2009/73/CE.

<sup>7</sup> Note-se que as minutas dos contratos de concessão da REN Armazenagem e da Trángás foram aprovadas, respetivamente, pelas Resoluções do Conselho de Ministros n.º 107/2006 e n.º 108/2006, ambas de 23 de agosto.

<sup>8</sup> Vide artigo 33.º da Diretiva 2009/73/CE.

<sup>9</sup> Vide artigos 24.º-A do Decreto-Lei n.º 30/2006 e 5.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, na sequência das alterações respetivamente introduzidas pelos Decretos-lei n.º 230/2012 e n.º 231/2012.

social de empresas que exerçam uma atividade de produção ou comercialização de gás natural.

20. Efetivamente, nos termos dos Decretos-Lei n.º 30/2006 e n.º 140/2006, a atividade de armazenamento subterrâneo é exercida em regime de concessão de serviço público. Está, assim, sujeita a obrigações de separação jurídica relativamente às restantes atividades do sector do gás natural, sendo a área e a localização geográfica das concessões de armazenamento subterrâneo definidas nos respetivos contratos de concessão<sup>10</sup>.
21. Ao abrigo deste regime legal, em que se enquadra ainda a Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 6 de outubro, a REN adquiriu ao Grupo GALP Energia os ativos e participações financeiras associados às atividades de transporte, armazenamento e regaseificação de gás natural, incluindo os ativos de armazenagem subterrânea que opera atualmente<sup>11</sup>.
22. Note-se que, quer o Decreto-Lei n.º 140/2006, quer o contrato de concessão, preveem que as cavidades objeto de concessão à GALP sejam obrigatoriamente alienadas à REN Armazenagem, em condições a acordar entre ambas, após esgotada a capacidade de expansão de armazenamento da REN ou no caso de as mesmas virem a ser consideradas necessárias ao reforço da capacidade de reservas de segurança pelo ministro responsável pela área da energia<sup>12</sup>.
23. Por fim, e em suma, nos termos do regime jurídico nacional, a GALP, enquanto comercializadora de gás natural, encontra-se sujeita a um regime de separação jurídica entre esta atividade e a atividade de armazenagem; por outro lado, sendo a REN Gasodutos operadora da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (“RNTGN”), o Grupo REN encontra-se sujeito a obrigações de separação jurídica das atividades de armazenagem e a obrigações de separação jurídica e patrimonial da produção ou comercialização de gás natural<sup>13</sup>.

### ***Obrigações de Acesso ao Armazenamento***

24. Para além de consagrar um regime de separação jurídica das atividades de gás natural, a Diretiva 2009/73/CE consagra obrigações de acesso transparente e não discriminatório às instalações de armazenamento<sup>14</sup>.

---

<sup>10</sup> Cfr. n.º 1 do artigo 15.º e artigo 20.º-A do Decreto-Lei n.º 30/2006 e n.º 3 do artigo 16.º do Decreto-Lei n.º 140/2006.

<sup>11</sup> Esta operação foi objeto de decisão de não oposição da AdC de 20 de julho de 2006 no processo Ccent. n.º 32/2006 - REN/Ativos Regulados de Gás Natural. Em 2011 a REN, através da REN Gasodutos, passou a deter a totalidade do capital social das sociedades que exploram os gasodutos de alta pressão da RNTGN, na sequência da aquisição à Enagás da participação minoritária que esta detinha nas referidas sociedades, operação que foi objeto de decisão de não oposição da AdC de 21 de janeiro de 2011, no processo Ccent. n.º 62/2010 - REN/Gasoduto CMLB e Gasoduto BT.

<sup>12</sup> Vide n.º 3 do artigo 66.º do Decreto-Lei n.º 140/2006 e cláusula 4ª, n.º 2, do contrato de concessão da Transgás Armazenagem.

<sup>13</sup> Cfr. Decisão da ERSE de 9 de setembro de 2014 sobre a certificação da REN Gasodutos como operador da RNTGN.

<sup>14</sup> Vide artigo 33.º da Diretiva 2009/73/CE.

25. Por outro lado, de acordo com o artigo 51.º do Decreto-Lei n.º 30/2006, tanto a atividade de armazenamento subterrâneo, como a atividade de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, estão sujeitas a regulação pela ERSE.
26. Os contratos de concessão preveem também um conjunto de princípios aplicáveis às relações com os utilizadores, estabelecendo uma obrigação de que estes sejam tratados de forma não discriminatória e transparente no acesso às infraestruturas, nos termos do contrato e da legislação e regulação aplicáveis. Como tal, não podem ser estabelecidas diferenças de tratamento entre utilizadores, com exceção das resultantes de critérios e condicionalismos legais, regulamentares ou técnicos, ou contratuais (estes últimos desde que tal seja aceite pela ERSE)<sup>15</sup>.
27. No âmbito das suas competências regulamentares relativas ao armazenamento de gás e de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, a ERSE estabeleceu as condições de acesso às instalações de armazenamento, de forma a garantir o adequado cumprimento, pelos operadores de armazenamento subterrâneo, das obrigações previstas no artigo 17.º do Decreto-Lei n.º 140/2006<sup>16</sup>.
28. Estas obrigações traduzem-se, nomeadamente, no atendimento de forma não discriminatória e transparente aos pedidos de acesso dos agentes de mercado ao armazenamento subterrâneo e em facultar aos utilizadores das instalações de armazenagem as informações de que necessitem para o respetivo acesso.
29. Os comportamentos que infrinjam a legislação e regulação setorial são passíveis de sanção no quadro da Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro.

### ***Obrigações de Serviço Público***

30. As concessões de armazenamento têm uma componente de serviço público, estando as Concessionárias obrigadas a dar prioridade às entidades sujeitas à obrigação de constituição e de manutenção de reservas de segurança, nos termos da regulamentação aplicável e sem prejuízo da capacidade necessária à operação das próprias infra estruturas e à gestão técnica global do SNGN<sup>17</sup>.
31. De forma a assegurar a permanente adequação da concessão às exigências da regularidade, da continuidade e da eficiência do serviço público, o Estado Português, enquanto Concedente, reservou-se o direito de alterar as condições da sua exploração, ficando obrigado a promover a reposição do equilíbrio económico e financeiro da concessão caso se alterem significativamente as condições de exploração da concessão.

---

<sup>15</sup> Vide cláusulas 8ª dos Contratos de Concessão da REN Armazenagem e da Trangás Armazenagem, nos termos previstos nas minutas aprovadas pelas Resoluções do Conselho de Ministros n.º 107/2006 e n.º 108/2006, de 23 de agosto.

<sup>16</sup> Cfr. Regulamento de Relações Comerciais (RRC), Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações (RARII), aprovados respetivamente pelos Regulamentos n.º 139-A/2013 e 139-C/2013, ambos de 16 de abril, publicados no Diário da República, série II, n.º 74, de 16 de abril, este último complementado pelo Manual de Procedimentos do Acesso às Infraestruturas, aprovado pela Diretiva da ERSE n.º 14/2014, publicada no Diário da República, série II, n.º 148, de 4 de agosto, e Regulamento da Qualidade do Serviço (RQS), aprovado pelo Regulamento n.º 139-A/2013, de 16 de abril, publicado no Diário da República, série II, n.º 74, de 16 de abril.

<sup>17</sup> Vide cláusula 6ª dos Contratos de Concessão da REN Armazenagem e da Trangás Armazenagem, nos termos previstos nas minutas aprovadas pelas Resoluções do Conselho de Ministros n.º 107/2006 e n.º 108/2006, de 23 de agosto.

32. Note-se que os contratos de concessão preveem a possibilidade de alteração do contrato unilateralmente pelo Concedente, seja por razões de interesse público, seja por imposição das políticas energéticas da União Europeia, em ambos os casos com a condição de reposição do equilíbrio económico e financeiro da concessão<sup>18</sup>.

### ***Regulação Tarifária***

33. Nos termos da Diretiva 2009/73/CE, as normas aprovadas pelos operadores das redes de transporte para assegurar a compensação da rede de transporte de gás, incluindo as regras para a faturação dos desequilíbrios energéticos aos utilizadores da rede, devem ser objetivas, transparentes e não discriminatórias. O acesso à rede de transporte é baseado em tarifas reguladas nos termos do Regulamento Tarifário (RT)<sup>19</sup>.
34. Adicionalmente, à luz do quadro legal e regulamentar em vigor, os proveitos permitidos aos operadores de armazenamento subterrâneo de gás natural são fixados pela ERSE. Com efeito, nos termos estabelecidos no RT<sup>20</sup>, aqueles operadores devem manter atualizada a contabilidade para efeitos de regulação, com o propósito de a ERSE definir um montante de proveitos permitidos para a atividade de armazenamento subterrâneo, traduzidos numa Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, a qual corresponde à única remuneração desta atividade<sup>21</sup>. Acresce que também os proveitos permitidos no âmbito da atividade de receção, armazenamento e regaseificação de GNL se repercutem numa tarifa fixada pela ERSE, nos termos do RT<sup>22</sup>.
35. Em termos contratuais, é garantido às Concessionárias o equilíbrio económico e financeiro da concessão, nas condições de uma gestão eficiente, assentando o cálculo do equilíbrio económico e financeiro no reconhecimento dos custos de investimento, de operação e manutenção e na adequada remuneração dos ativos afetos à concessão, a serem refletidos nas tarifas aplicáveis à atividade concessionada, sem prejuízo da assunção de risco pelas Concessionárias<sup>23</sup>.

### ***Regulação operacional***

36. Em termos operacionais, quando as cavidades de diversos operadores se interliguem a uma mesma de estação de gás, a gestão operacional (*i.e.*, a receção, a compressão, a injeção, o armazenamento, a extração, a medição e o envio de gás natural para a RNTGN, de acordo com as solicitações dos agentes de mercado) pertence ao operador em cuja concessão se integre essa estação, devendo os operadores de armazenamento

---

<sup>18</sup> Vide cláusula 35.º dos Contratos de Concessão da REN Armazenagem e da Trangás Armazenagem, nos termos previstos nas minutas aprovadas pelas Resoluções do Conselho de Ministros n.º 107/2006 e n.º 108/2006, de 23 de agosto.

<sup>19</sup> Aprovado pelo Regulamento n.º 139-E/2013, de 16 de abril, publicado no Diário da República, *série II*, n.º 74, de 16 de abril.

<sup>20</sup> Aprovado pelo Regulamento n.º 139-E/2013, de 16 de abril, referido na nota de rodapé anterior.

<sup>21</sup> Vide artigos 67.º, 108.º e 122.º do RT.

<sup>22</sup> Vide ainda artigos 66.º, 107.º e 120.º do RT.

<sup>23</sup> Vide cláusulas 37.º e 38.º dos Contratos de Concessão da REN Armazenagem e da Trangás Armazenagem, nos termos previstos nas minutas aprovadas pelas Resoluções do Conselho de Ministros n.º 107/2006 e n.º 108/2006, de 23 de agosto.

em causa acordar um manual operativo para articular os procedimentos de operação das instalações e infraestruturas em causa<sup>24</sup>.

37. No caso concreto, e sendo a REN Armazenagem a detentora da estação de gás que interliga as cavernas das duas concessões em vigor, do ponto vista operacional pertence a esta empresa do Grupo REN a gestão operativa do conjunto das instalações de armazenamento subterrâneo, nos termos de um Acordo de Exploração celebrado entre a REN e a Transgás Armazenagem.
38. O controlo operacional por uma única entidade das instalações de armazenamento que partilhem uma mesma estação de gás não prejudica no entanto a posse e controlo das concessões individuais de cada operador, cujo exercício e os correspondentes direitos e deveres permanecem cometidos a cada Concessionária, em particular, as decisões estratégicas em relação à manutenção e expansão das mesmas.
39. Decorre do exposto que o acesso e a utilização do armazenamento são efetuados em termos e preços que são fixados pelo regulador setorial, em sede de regulação e decisões tarifárias, pertencendo às Concessionárias a gestão operacional das instalações e infraestruturas nos termos da legislação e regulamentação aplicável.

## **5. MERCADOS RELEVANTES**

### **5.1. Mercados do Produto Relevantes**

40. Com base na prática decisória prévia da AdC, a Notificante considera como mercado relevante o mercado do armazenamento subterrâneo de gás natural.
41. Na decisão de 20 de julho de 2006 no processo Ccent. n.º 32/2006 - REN/Ativos Regulados de Gás Natural, a AdC considerou que a armazenagem subterrânea tem por função cobrir variações sazonais nos consumos e aprovisionamentos e garantir a constituição de reservas de segurança, não encontrando substituto na armazenagem na rede de transporte<sup>25</sup>, nem na armazenagem em terminal de GNL, eminentemente dedicada à operação do terminal que é responsável pela receção de cargas de GNL de grande dimensão.
42. As razões para desconsiderar o *linepack* como alternativa ao armazenamento subterrâneo permanecem pertinentes, dado que, como refere a Notificante, a sua dimensão implicará sempre uma utilização limitada por se tratar de armazenamento de perfil operacional e, como tal, insuscetível de constituir uma alternativa às infraestruturas de armazenagem subterrânea de gás natural.
43. Face à decisão de 2006 importa notar que o terminal de GNL foi expandido com a adição de um terceiro tanque de armazenagem, que entrou em operação no primeiro semestre de 2012, elevando a capacidade de armazenamento de GNL para 390 000 m<sup>3</sup> GNL (2,8 TWh), em paralelo com um aumento da capacidade técnica de regaseificação, que subiu

---

<sup>24</sup> Vide n.ºs 1 e 2 do artigo 17.º-A do Decreto-Lei n.º 140/2006.

<sup>25</sup> A rede de transporte suporta um serviço de armazenagem, designado por *linepack*, que se obtém pela compressibilidade do gás natural. Contudo, as quantidades suscetíveis de serem armazenadas na rede são de reduzida dimensão, comparadas com aquelas disponíveis na armazenagem subterrânea em infra estruturas dedicadas.

para 900 m<sup>3</sup> (n)/h (280 GWh/dia)<sup>26</sup>. Em consulta pública em 2012, a ERSE salientou que a expansão de capacidade no terminal tornou possível um uso comercial da sua capacidade, não tendo que ser unicamente associada à descarga dos navios metaneiros<sup>27</sup>.

44. Para o tarifário regulado em vigor em 2014 - 2015, segundo a Notificante, a opção pelo terminal como função de armazenamento, no produto anual, é cerca de 6% mais cara na variável de armazenamento do que no armazenamento subterrâneo. Assim, para um utilizador que tenha rececionado uma carga de navio metaneiro em terminal, o uso da capacidade comercial de armazenagem do terminal de GNL tem um custo de manutenção ligeiramente superior ao da armazenagem subterrânea.
45. A Notificante afirmou que o armazenamento em terminal é também possível em contra fluxo, ou seja, armazenando gás a partir da rede de transporte para o tanque do terminal. Com efeito, o contrato de acesso ao terminal permite a possibilidade de utilização do espaço de armazenamento de GNL e acesso ao mesmo, sempre que viável, pelo nível de emissão, a partir de nomeação da rede de transporte (*i.e.*, em contra fluxo). Todavia, no cenário de utilização em contra fluxo, o custo de utilização do armazenamento em terminal é significativamente maior do que aquele do armazenamento subterrâneo, dado que é necessário ter em conta o custo de regaseificação e de (re)entrada na rede, que é mais elevado no caso do terminal de GNL. A Notificante estima que o acréscimo do custo da regaseificação de 1 kWh por dia para o utilizador do terminal seja de cerca de 24% face ao custo equivalente de injeção e extração da infraestrutura do armazenamento subterrâneo<sup>28</sup>.
46. Analisando os fatores respeitantes à armazenagem por comparação com o sistema nacional de gás natural globalmente considerado, verifica-se que até à expansão do armazenamento subterrâneo, em novembro de 2013, a capacidade de armazenamento subterrâneo foi sempre inferior à necessidade de reservas estratégicas (rácio inferior à unidade na Figura *infra*). Acresce que, mesmo após a expansão do armazenamento subterrâneo, as necessidades de reservas estratégicas continuaram a ser superiores às quantidades armazenadas em armazenamento subterrâneo, tendo as mesmas continuado a ser satisfeitas parcialmente em terminal de GNL.
47. A capacidade de armazenamento subterrâneo e os rácios entre capacidade, quantidades em armazenamento subterrâneo e necessidade de reservas estratégicas encontram-se descritos na Figura 1 *infra*.

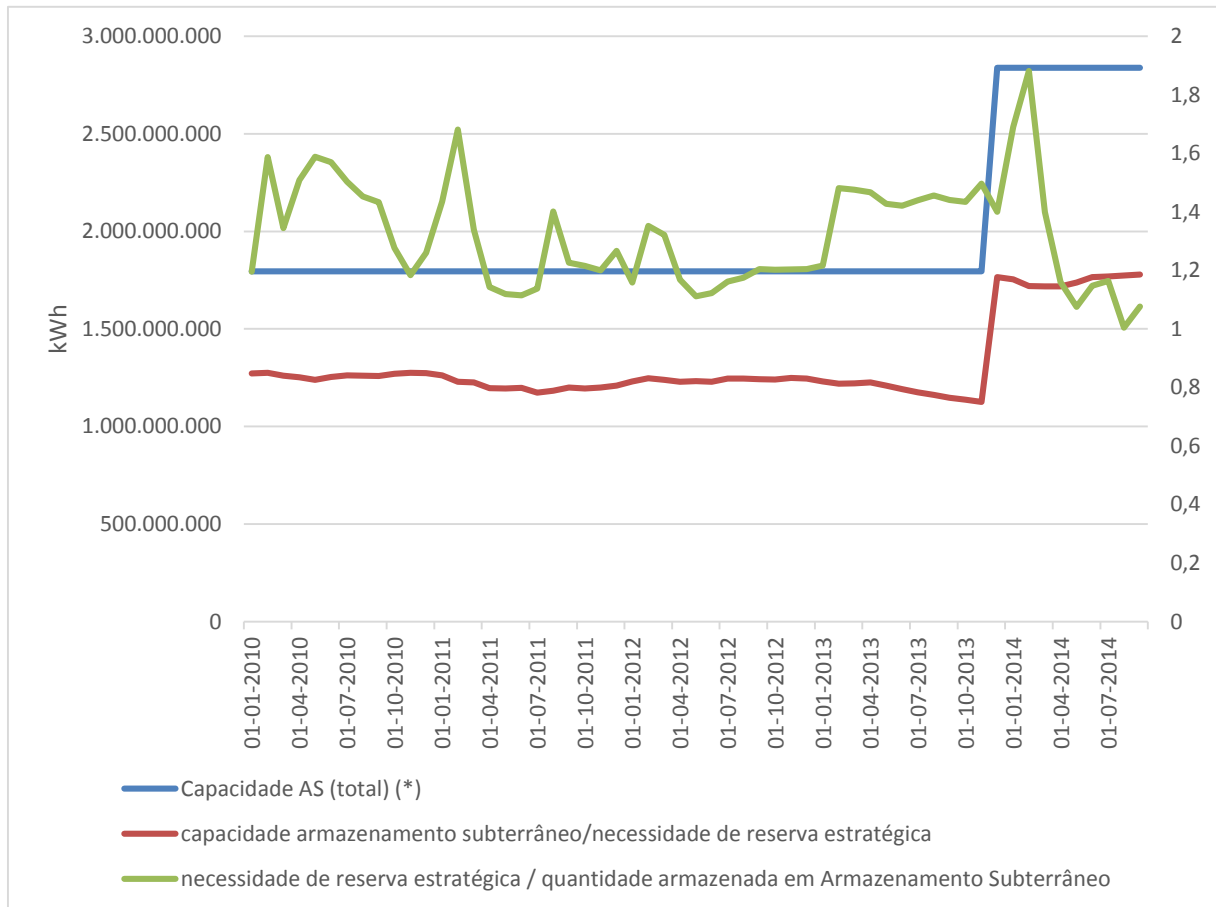
---

<sup>26</sup> ERSE, Revisão do Regulamento Tarifário do Setor do Gás Natural - Documento Justificativo, novembro 2012.

<sup>27</sup> Cfr. nota de rodapé anterior.

<sup>28</sup> *Vide* resposta da Notificante de 27.10.2014, p. 3.

**Figura 1 – Capacidade de armazenamento subterrâneo e rácios entre capacidade, quantidades em armazenamento subterrâneo e necessidade de reservas estratégicas**



**Fonte:** Notificante (resposta de 27.10.2014, p. 8), tratamento AdC.

48. Assim, até novembro de 2013 a constituição de reservas em terminal era sobretudo ditada pela restrição de capacidade do armazenamento subterrâneo em Portugal continental. A partir dessa data, apesar de a capacidade de armazenamento subterrâneo ser excedentária face às necessidades de reservas estratégicas, o terminal continuou a contribuir para o cumprimento da obrigação de constituição de reservas estratégicas. Na verdade, também a expansão da capacidade de armazenamento em terminal em 2012, que veio permitir o reforço da capacidade do terminal de GNL em dar apoio à constituição de reservas de segurança, acabou por permitir que a armazenagem subterrânea viesse a ser libertada para oferecer armazenagem para fins comerciais<sup>29</sup>. Tal aponta para algum grau de substituíbilidade entre armazenamento subterrâneo e armazenamento em terminal de GNL em ambas as funções do armazenamento (constituição de reservas de segurança e armazenagem para fins comerciais).
49. A Notificante aponta vocações distintas para o armazenamento disponível em território nacional, destacando que o complexo de armazenamento subterrâneo no Carriço é o que melhor se adequa à manutenção de reservas estratégicas enquanto o terminal se mostra mais vocacionado para acomodar as flutuações de injeção de gás no sistema

<sup>29</sup> A Diretiva 13/2012, de 29 de junho, da ERSE estabeleceu uma capacidade para fins comerciais de 828 GWh no armazenamento subterrâneo na sequência da entrada em operação do terceiro tanque de armazenamento do terminal de GNL.

**Nota: indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato 11 haja sido considerado como confidencial.**

nacional de gás natural e para acomodar a entrega de navios metaneiros, dando apoio à função de reservas apenas quando o armazenamento revele restrições.

50. Todavia, atenta a forma flexível como são geridas as reservas e tendo em conta que a acomodação de flutuações de injeção no sistema nacional de gás é uma função genérica do armazenamento, existem razões para considerar que ambas as infraestruturas, em graus diferenciados, podem substituir-se para as diferentes necessidades que justificam a procura por armazenamento.
51. A evolução da liberalização do setor e das capacidades das infraestruturas apontam, assim, para que o mercado seja definido do ponto de vista da procura, *i.e.*, considerando os diversos produtos que podem satisfazer as diferentes necessidades dos comercializadores de gás, e já não apenas em função do tipo de infraestrutura.
52. Nessa medida, na análise de possíveis substitutos à armazenagem subterrânea importa também considerar em que medida o acesso a contratos de importação flexíveis ou transações entre agentes no mercado grossista nacional pode oferecer uma alternativa para os comercializadores gerirem os desvios de curto e médio prazo entre o respetivo aprovisionamento grossista e os seus fornecimentos retalhistas. Com efeito, sendo possível recorrer a uma compra ou venda de curto prazo a outro agente comercializador, em teoria, é possível evitar o recurso ao armazenamento para equilibrar o fornecimento grossista face ao consumo abastecido de uma carteira de clientes<sup>30</sup>.
53. Em Portugal, identifica-se um mercado secundário de gás<sup>31</sup>, que permite aos agentes gerir o aprovisionamento para abastecimento dos seus clientes em Portugal. Como refere a Notificante, existe um número considerável de transações em território nacional. Este mercado tem crescido ao longo dos últimos anos, em número e volume de transações, seja no VTP (ponto virtual de transações na rede de transporte), seja nos pontos de fronteira com o sistema Espanhol (em Campo Maior), ou no terminal. Desde outubro de 2014 o VTP é o único ponto autorizado para transações entre agentes.
54. A Notificante avaliou este mercado, para os primeiros 11 meses de 2014, num total de 3168 transações e um volume de 4250 TWh, o que equivale a 12,7 GWh/dia. A procura média diária nacional equivale a 120 GWh, pelo que o mercado secundário nacional transaciona em média um valor equivalente a cerca de 10% dos volumes de gás consumidos.
55. A Notificante aponta ainda para a existência de um mercado secundário em Espanha com uma dimensão e liquidez substancialmente superiores às verificadas em Portugal, ao qual acede a quase totalidade dos agentes que comercializam gás natural em Portugal, em particular aqueles que aprovisionam o gás natural com importações com origem em Espanha.
56. Todavia, o mercado secundário de gás natural tem um âmbito limitado às necessidades de flexibilidade operativa do abastecimento, não constituindo alternativa para a

---

<sup>30</sup> Vide decisão da Comissão Europeia COMP/M.3868 DONG / Elsam / Energi E2, de 15 de junho de 2006, §§50 a 70.

<sup>31</sup> Para além de um mercado secundário de gás existe também um mercado secundário de capacidade reservada em infraestruturas. Na atualidade, o mercado secundário de capacidade em Portugal Continental tem uma liquidez muito reduzida, fruto da ausência de restrições na venda ou reserva de capacidade no mercado primário, o que se relaciona com a existência de excesso de capacidade no sistema. A Notificante refere que pontualmente existem transações entre agentes associadas a intercâmbios de existências com o fim de constituição do gás referente a reservas de segurança.

constituição de reservas de segurança. De acordo com a Lei<sup>32</sup>, estas últimas devem ser predominantemente constituídas em Portugal em instalações de armazenamento subterrâneo, no terminal de GNL ou em navios metaneiros em trânsito com destino para Portugal que estão a uma distância máxima de três dias. Esta última opção tem um carácter transitório, já que apenas será aceite, tal como estabelece o artigo 51.º do Decreto-Lei 140/2006, até à entrada em serviço de capacidade adicional de armazenamento subterrâneo e de armazenamento em terminal.

57. Assim, importa diferenciar a procura de espaço de armazenamento para constituição de reservas de segurança, do qual se encontra excluída a opção pelo mercado secundário de gás natural, da procura por instrumentos de flexibilidade operativa, relevando também como alternativa às várias formas de armazenamento o mercado secundário de gás natural.
58. Assim, em consequência da expansão da capacidade comercial do terminal de Sines e da evolução da liberalização, identificam-se dois mercados de produto suscetíveis de ser afetados pela presente operação de concentração, a saber:
- (i) o mercado do armazenamento para constituição de reservas de segurança de gás natural;
  - (ii) o mercado de instrumentos de flexibilidade de aprovisionamento grossista de gás natural.

## **5.2. Mercados Geográficos Relevantes**

### **5.2.1. Mercado do armazenamento para constituição de reservas de segurança de gás natural**

59. O fornecimento de gás natural em Portugal resume-se ao território continental, não abrangendo as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, pelo que o âmbito geográfico das atividades exercidas no âmbito do sistema nacional de gás natural inclui apenas o território de Portugal continental.
60. No que respeita em particular ao armazenamento subterrâneo, o facto de as respetivas infraestruturas serem utilizadas para dar cumprimento às obrigações legais de constituição e manutenção de reservas de segurança em território nacional, que refletem o consumo de gás natural em Portugal continental, levou a AdC no passado a subscrever uma dimensão geográfica correspondente ao território de Portugal continental<sup>33</sup>.
61. A procura de armazenamento para efeitos de constituição de reservas estratégicas depende das regras definidas para a satisfação desta obrigação legal. No artigo 49.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, abre-se a possibilidade a que as reservas de segurança sejam constituídas fora de território nacional, mediante autorização do membro do Governo responsável pela área da energia, ouvido o operador da RNTGN, em caso de existência de acordo bilateral que preveja a possibilidade de

---

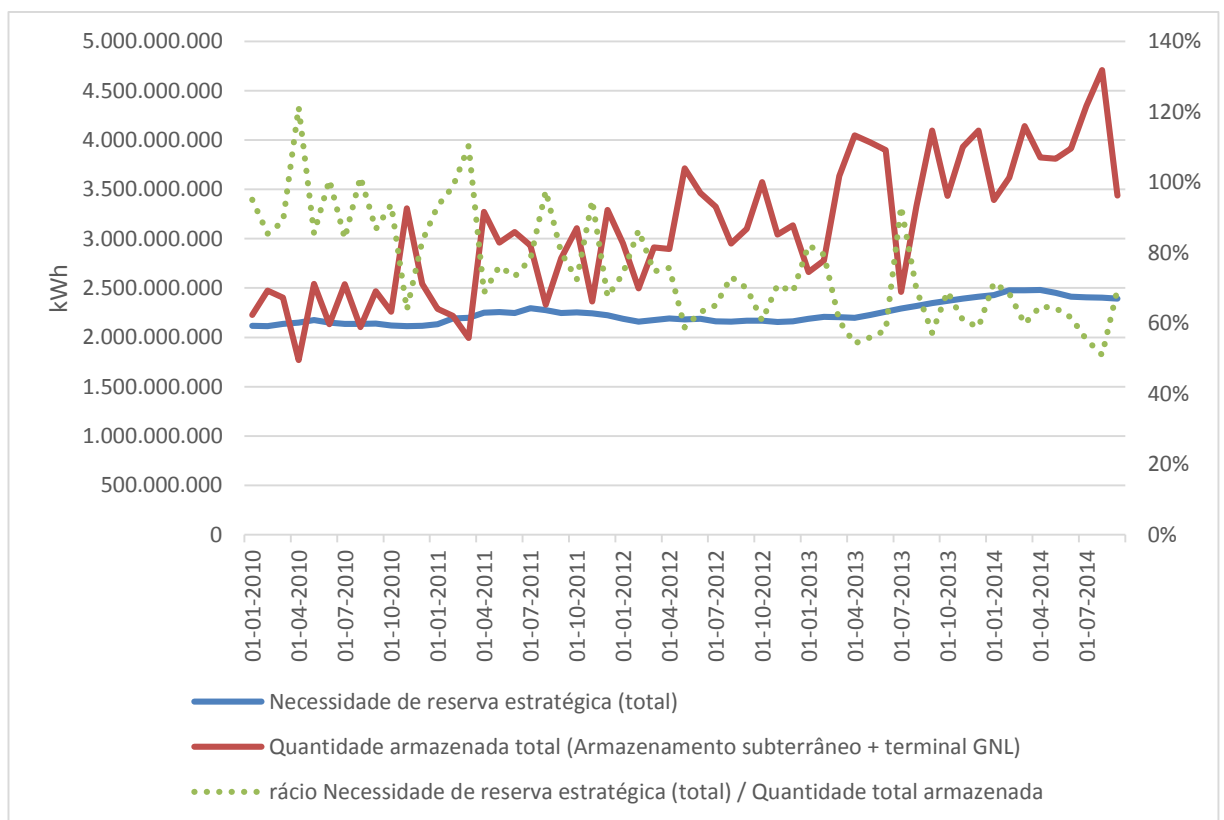
<sup>32</sup> Vide artigos 49.º a 53.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, republicado pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro.

<sup>33</sup> A título de exemplo, vide a decisão da AdC de 20 de julho de 2006 no processo Ccent. n.º 32/2006 – REN/Ativos Regulados de Gás Natural.

estabelecimento de reservas de segurança noutros países em termos que garantam a sua introdução no mercado nacional sem restrições e em tempo útil. Os limites à constituição de reservas fora do território nacional são fixados por portaria, a qual, segundo a Notificante, não foi ainda publicada.

62. A maior parte do gás que se encontra armazenado diz respeito a reservas estratégicas. Embora o peso relativo das reservas na procura por armazenamento tenha decrescido ao longo do tempo, em virtude da expansão do armazenamento subterrâneo e do armazenamento em terminal, registe-se que mais de metade do gás armazenado em território continental se associa à necessidade de reservas estratégicas.
63. A quantidade total de gás armazenado em Portugal continental entre janeiro de 2010 e julho de 2014 e a necessidade de reservas estratégicas são as constantes da Figura 2 *infra*.

**Figura 2 – Quantidade Total Armazenada e Necessidade de Reservas Estratégicas**



**Fonte:** Notificante (resposta de 27.10.2014, p. 8).

64. Assim, embora exista a previsão legal da possibilidade de constituir reservas de segurança no estrangeiro, a mesma não se encontra regulamentada e o princípio legal aponta para que as reservas de segurança sejam predominantemente constituídas em Portugal continental, pelo que o mercado do armazenamento para constituição de reservas de segurança de gás natural é continental.
65. Tendo em conta o *supra* exposto, e levando em linha de conta a especificidade da regulamentação nacional de armazenamento subterrâneo de gás natural e do armazenamento em terminal, tanto em termos técnicos como no que se refere às condições de acesso e fixação de tarifas, considera-se que a dimensão geográfica do

**Nota:** indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato 14 haja sido considerado como confidencial.

mercado do armazenamento para constituição de reservas de segurança de gás natural corresponde ao território de Portugal continental.

### 5.2.2. Mercado de instrumentos de flexibilidade de aprovisionamento grossista de gás natural

66. De forma a delimitar o âmbito geográfico do mercado de instrumentos de flexibilidade de aprovisionamento grossista de gás natural, analisou-se a diferença de custos entre a utilização do armazenamento em Portugal face à utilização do armazenamento em Espanha no quadro do abastecimento de três tipos de clientes: uma central de ciclo combinado, um grande cliente industrial e uma carteira de clientes na distribuição.
67. Os dados fornecidos pelo Notificante sintetizam-se na tabela seguinte e revelam que para perfis de utilização idênticos, o custo total da utilização do armazenamento em Portugal é três vezes superior ao verificado em Espanha. Todavia, a adição do custo de transporte na importação do gás de Espanha para Portugal torna a utilização do custo de armazenamento em Espanha 18% mais cara que em Portugal no caso do fornecimento de uma central de ciclo combinado, 65% mais cara no caso de uma carteira de clientes na distribuição e 5 vezes mais cara no caso de um cliente industrial.

**Tabela 3 – Custo por Cliente de Utilização do Armazenamento Subterrâneo e Transporte em Portugal**

<i>Cliente / (k€)</i>	<b>Injeção</b>	<b>Extração</b>	<b>Existências</b>	<b>AS*</b>	<b>Transporte</b>	<b>Total</b>
<b>CCGT</b>	<b>187,0</b>	<b>187,0</b>	<b>4.096,3</b>	<b>231,5</b>	<b>15,9</b>	<b>4.717,6</b>
Cliente Industrial	13,7	13,7	320,8	16,9	1,2	366,3
Cliente distribuidora	32,7	32,7	1.623,5	40,4	2,8	1.732,0

**Notas:** \*AS - Autoconsumo. Transporte inclui custos de entrada na rede de transporte em Portugal (entrada pelo armazenamento subterrâneo).

**Fonte:** Notificante (resposta de 27.10.2014, p. 14).

**Tabela 4 – Custo por Cliente de Utilização do Armazenamento Subterrâneo e Transporte em Espanha**

<i>Cliente / (k€)</i>	<b>Injeção</b>	<b>Extração</b>	<b>Existências</b>	<b>AS*</b>	<b>Transporte</b>	<b>Total</b>
<b>CCGT</b>	<b>221,3</b>	<b>118,8</b>	<b>1.128,2</b>	<b>0,0</b>	<b>4.101,3</b>	<b>5.569,5</b>
Cliente Industrial	16,2	8,7	95,5	0,0	1.911,2	2.031,6
Cliente distribuidora	38,6	20,7	410,1	0,0	2.400,6	2.870,1

**Nota:** Transporte inclui custos de saída da rede de transporte e entrada na rede de transporte em Portugal (interligação).

**Fonte:** Notificante (resposta de 27.10.2014, p. 13).

68. Apura-se, assim, que o custo de transporte entre países, aplicado à saída do sistema Espanhol para Portugal, constitui uma barreira à utilização das infraestruturas de armazenamento em Espanha e favorece a utilização do armazenamento em Portugal.

**Nota:** indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato 15 haja sido considerado como confidencial.

69. De facto, em estudo elaborado pelos reguladores de energia ibéricos, ERSE e *Comisión Nacional de Energía (CNE)*, em 2012<sup>34</sup>, apurou-se que os sistemas tarifários aplicados nas trocas transfronteiriças de gás entre Portugal e Espanha, tornam a opção de importar gás natural para Espanha e depois expedi-lo para Portugal mais caro do que a opção de importação de gás diretamente para Portugal, via terminal de Sines. O agravamento do custo de importação indireta em causa, segundo esse estudo, cifrava-se em 2012 entre 2 a 3 €/MWh, o que equivale entre 5,8 a 8,7% do preço médio final a consumidores industriais do escalão I5 no primeiro semestre de 2012 (fonte Eurostat)<sup>35</sup>.
70. Não obstante o estudo apontar para a uma preferência teórica pela utilização do terminal de Sines por novos entrantes, a utilização do terminal de GNL por pequenos utilizadores enfrenta custos logísticos importantes face à dimensão típica, muito elevada, das cargas transportadas por navios metaneiros. Em resultado, e como referido pela Notificante, observa-se que a quase totalidade dos comercializadores em Portugal, com exceção do grupo GALP (o importador histórico), comercializam em Portugal gás natural introduzido pela fronteira com Espanha, sendo a taxa de utilização da capacidade na fronteira por esses agentes da ordem dos 70%.
71. Os comercializadores que importam gás a partir de Espanha têm acesso ao mercado secundário espanhol, o qual, segundo a Notificante é mais líquido do que o mercado nacional e oferece melhores preços aos agentes económicos. Mais adianta a Notificante que, não se verificando um congestionamento da capacidade de transporte, “os comercializadores espanhóis com carteiras de clientes em Portugal têm condições, quer de uso da infraestrutura, quer de custo do gás, para aceder ao mercado secundário de gás em Espanha ou utilizar a sua escala em Espanha para gerir o aprovisionamento de gás necessário ao abastecimento dos seus clientes em Portugal”.
72. A Notificante refere também que para além do acesso ao mercado secundário espanhol e para evitar o custo de transporte do gás de Espanha para Portugal, os comercializadores podem também optar por mecanismos de *swap*<sup>36</sup>, mediante os quais comercializadores de países diferentes trocam o gás entre si, sem que haja transporte pela fronteira.
73. Com base no exposto, a Notificante defende que enquanto perdurar uma situação de descongestionamento, o mercado secundário de gás em Espanha constitui uma alternativa viável às outras fontes de flexibilidade oferecidas pelo sistema nacional de gás natural, nomeadamente as trocas bilaterais no VTP, o armazenamento subterrâneo ou o terminal de GNL de Sines.

---

<sup>34</sup> ERSE, CNE, ACER, Analysis of cross border transmission gas tariffs between Portugal and Spain - Public Hearing – janeiro de 2012, disponível em [www.erse.pt](http://www.erse.pt).

<sup>35</sup> Note-se que no contexto do Programa de Assistência Económica e Financeira para Portugal, prevê-se no ponto 5.3 do Memorando de Entendimento entre a Comissão Europeia, o Banco Central Europeu e o Fundo Monetário Internacional, por um lado, e Portugal, por outro — *Memorandum of Understanding on Specific Economic Policy Conditionality*, de 17 de maio de 2011, que sejam envidados esforços no sentido da eliminação da aplicação das tarifas de transporte nas trocas transfronteiriças com Espanha, tendo em vista a integração de mercados ibéricos. Note-se que, não vinculando este documento o Estado Espanhol, as tarifas no uso da rede de transporte nas trocas transfronteiriças persistem em aplicação nas importações de Espanha (tarifa de saída do sistema espanhol).

<sup>36</sup> O conceito de *swap* pressupõe dois intercâmbios de gás entre agentes, a ocorrer usualmente em locais distintos, mas relativos ao mesmo montante, podendo ou não ser diferidos no tempo.

74. Os documentos da *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)*<sup>37</sup>, sobre o mercado grossista do gás, confirmam globalmente a posição da Notificante nessa matéria, porquanto o número e volume de transações no mercado espanhol é proporcionalmente bastante superior ao verificado em Portugal.
75. A título exemplificativo, em setembro de 2014 o número de comercializadores ativos no mercado secundário espanhol ascendia a 57, tendo sido realizadas 6250 transações, para um volume de 58.725 GWh, o equivalente a 2,5 vezes mais que o consumo mensal desse mês em Espanha. A maior parte das transações verificam-se no ponto virtual do sistema de transporte espanhol (cerca de 24,88% das transações) ou nos 6 terminais de GNL existentes em Espanha (75,01% das transações), sendo que as transações verificadas no armazenamento subterrâneo espanhol têm um carácter relativamente marginal (0,11% das transações em setembro de 2014).
76. A estrutura do mercado caracteriza-se pelo seguinte: o maior operador detém uma quota de compra da ordem dos 26% em setembro de 2014, sendo que os restantes agentes têm quotas inferiores a 10%. O importador histórico português, a GALP, também opera no mercado espanhol, com uma quota próxima dos 2%.
77. Verifica-se, assim, que a importação a partir de Espanha é uma alternativa ao armazenamento subterrâneo ou a terminais de GNL em Portugal para a larga maioria dos comercializadores que operam neste território, sendo o mercado secundário em Espanha uma alternativa ao mercado secundário nacional no que respeita à procura de instrumentos de flexibilidade no aprovisionamento.
78. Em face do exposto, e tendo em conta a ausência de congestionamento na infraestrutura de importação por gasoduto, considera-se que o mercado de instrumentos de flexibilidade tem dimensão ibérica, englobando Portugal continental e Espanha.

### **5.3. Conclusão**

79. Em suma, a AdC considera como mercados relevantes, para efeitos da presente operação de concentração, o *mercado do armazenamento para constituição de reservas de segurança em Portugal continental e o mercado de instrumentos de flexibilidade de aprovisionamento grossistas de gás natural, na península ibérica*.

## **6. AVALIAÇÃO JUSCONCORRENCIAL**

### **6.1. Estrutura da oferta**

80. Em Portugal o armazenamento subterrâneo de gás natural é efetuado em cavidades salinas naturais a profundidades superiores a mil metros, situadas no parque de armazenagem do Carriço, concelho de Pombal.
81. Como referido *supra*, estas cavidades são operadas pela REN Armazenagem (com três cavidades em exploração) e pela Transgás Armazenagem (com duas cavidades em

---

<sup>37</sup> Vide, a título exemplificativo, o documento da CNMC, *Informe de Supervisión del Mercado Mayorista Y Aprovisionamiento de Gas. Periodo de septiembre de 2014 18/12/2014*, disponível em [www.cnmc.es](http://www.cnmc.es).

funcionamento), em regime de concessão de serviço público e de acesso regulado pela ERSE.

82. Para a construção das cavidades salinas é utilizada uma estação de lixiviação, que, associada a um sistema de captação de água e a um sistema de rejeição de salmoura no mar, permite a construção de novas cavidades. Esta estação integra igualmente a concessão da REN Armazenagem, tendo sido utilizada até ao presente por ambos os operadores de armazenamento subterrâneo, nos termos da Lei<sup>38</sup>.
83. As cavidades encontram-se interligadas por uma estação de gás comum a todo o complexo que permite gerir as quantidades armazenadas através da injeção e extração de gás natural, bem como a ligação desta infraestrutura à RNTGN, estação essa que é detida e operada pela REN Armazenagem e integra a respetiva concessão, nos termos também descritos pela Notificante<sup>39</sup>. Nos termos da lei, o operador em cuja concessão se integra a estação de gás é competente por gerir a receção, a compressão, o armazenamento, a extração, a medição e o envio de gás natural para a RNTGN, de acordo com as solicitações dos agentes de mercado, assegurando a interoperacionalidade com a rede de transporte, no quadro da atividade de gestão técnica global do SNGN<sup>40</sup>.
84. Segundo a Notificante, a gestão do parque de armazenamento subterrâneo do Carriço é assegurada de forma integrada pela REN Armazenagem, nos termos da Lei e do Acordo de Exploração, e a atribuição de capacidade de armazenagem é realizada de forma única para todo o parque de armazenagem pelo Gestor Técnico Global do SNGN (a REN Gasodutos), pelo que não se faz alocação dos volumes de gás que são armazenados a cada uma das concessões.
85. A atividade de armazenamento subterrâneo desenvolvida pela REN Armazenagem e pelos Ativos de Armazenamento Transgás é integralmente regulada pela ERSE, que determina os proveitos permitidos aos operadores de armazenamento subterrâneo e a sua recuperação através da fixação da tarifa de Uso do Armazenamento.
86. Entende a Notificante que a concorrência nesta atividade foi excluída à partida por decisão do legislador, pelo que não existe propriamente um “mercado” nem “quotas de mercado”, tanto mais que a gestão do parque de armazenamento subterrâneo do Carriço é assegurada de forma integrada pela REN Armazenagem e a atribuição de capacidade de armazenagem é realizada de forma única para todo o parque pelo Gestor Técnico Global do SNGN, a REN Gasodutos, nos termos da Lei.
87. A estrutura das receitas da atividade por operador foi estimada pela Notificante, tendo em conta os volumes de negócio da REN Armazenagem e dos Ativos de Armazenamento Transgás, bem como os proveitos permitidos reconhecidos pela ERSE para cada operador no ano em questão, conforme se sintetiza na tabela seguinte.

---

<sup>38</sup> Nos termos do n.º 3 do artigo 17.º-A do Decreto-Lei n.º 140/2006, quando um operador pretenda aceder, para efeitos de construção de novas cavidades, a instalações de lixiviação que integrem outra concessão de armazenamento subterrâneo de gás natural, devem os operadores estabelecer acordo escrito que identifique os direitos e obrigações das partes relativamente aos serviços de lixiviação, sendo dado conhecimento à DGEG.

<sup>39</sup> Refere ainda a Notificante que o processo de injeção é realizado com recurso a compressores de gás natural, enquanto o processo de extração recorre a sistemas de tratamento do gás natural, nomeadamente para a eliminação de água, filtragem de partículas e desidratação do gás.

<sup>40</sup> Cfr. o artigo 17.º-A do Decreto-Lei n.º 140/2006 e o n.º 8 do artigo 44.º do Regulamento de Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural em Formações Salinas Naturais, anexo à Portaria n.º 181/2012, de 8 de junho (“Regulamento de Armazenamento Subterrâneo”).

**Tabela 5 – Volumes de negócios da atividade de armazenamento subterrâneo de gás natural em Portugal em 2011, 2012 e 2013**

<i>Euros</i>	<b>2011</b>	<b>%</b>	<b>2012</b>	<b>%</b>	<b>2013</b>	<b>%</b>
REN Armazenagem	15.386.082	82,1%	13.950.594	84,0%	11.328.395	74,2%
Ativos de Armazenamento Transgás	3.360.460	17,9%	2.655.924	16,0%	3.945.284	25,8%
<b>Total</b>	<b>18.746.542</b>	<b>100%</b>	<b>16.606.518</b>	<b>100%</b>	<b>15.273.679</b>	<b>100%</b>

**Nota:** Volume de negócios = proveitos faturados + transferências entre a REN Armazenagem e a Transgás Armazenagem (valores definidos anualmente pela ERSE).

**Fonte:** Notificante (resposta de 12.9.2014, p. 4).

88. Na sequência da definição de mercados relevantes acima efetuada para efeitos da presente operação de concentração, analisa-se, em seguida, os efeitos da mesma no mercado do armazenamento para constituição de reservas de segurança em Portugal continental e no mercado de instrumentos de flexibilidade de aprovisionamento grossistas de gás natural, na península ibérica.

#### **6.2. Efeitos horizontais no mercado do armazenamento para a constituição de reservas de segurança de gás natural**

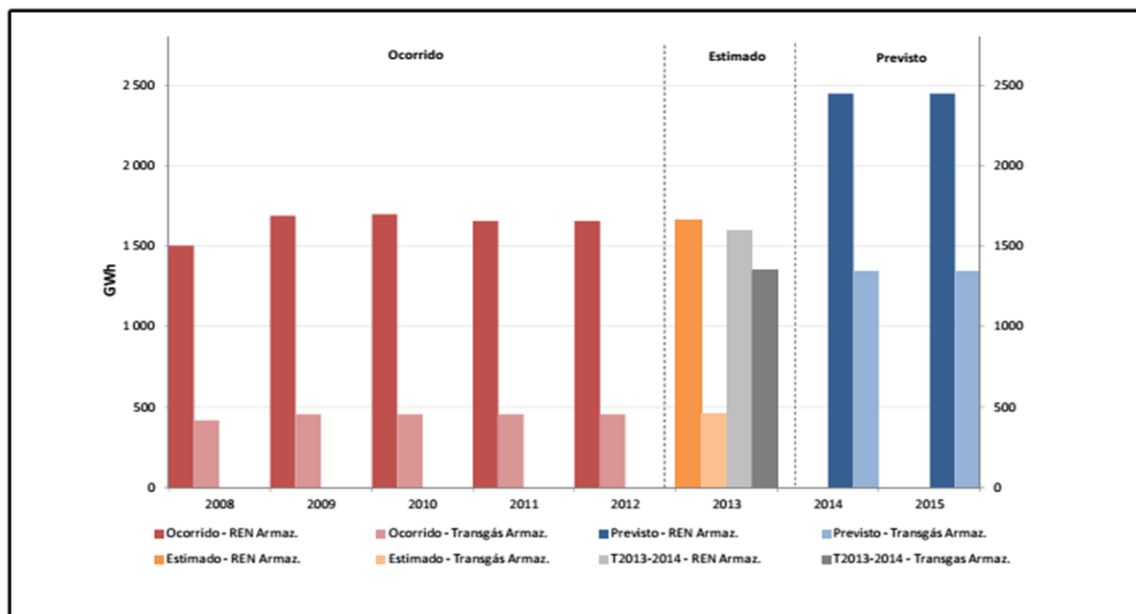
89. As infraestruturas sobre as quais podem ser constituídas reservas estratégicas em território nacional, nos termos do artigo 51.º do Decreto-Lei 140/2006 (com a alteração de 2012) são o terminal de GNL, o armazenamento subterrâneo e navios metaneiros a três dias de distância do território nacional, sendo que esta última opção é somente válida até à expansão da capacidade do armazenamento subterrâneo do Carriço e do terminal de Sines.

90. A Notificante refere que o complexo de armazenamento subterrâneo no Carriço é a infraestrutura que mais se adequa para a constituição de reservas de segurança, enquanto os tanques de armazenamento de GNL do Terminal de Sines têm como objetivo principal acomodar as flutuações de injeção de gás na RNTGN e a entrega intermitente dos navios metaneiros, pelo que em princípio serão utilizados para a constituição de reservas apenas no caso de insuficiência de capacidade de armazenamento no complexo do Carriço.

91. Em todo o caso, e como resulta do enquadramento legal em vigor, para o cumprimento das obrigações de constituição e manutenção de reservas de segurança, o gás em terminal de GNL é considerado elegível em condições de igualdade ao do gás em armazenamento subterrâneo.

92. A análise em termos de capacidade instalada do armazenamento subterrâneo é apresentada na Figura seguinte, extraída da decisão de tarifas do gás natural da ERSE para o ano gás 2014-2015, da qual se destaca que a posição da Transgás, por via do investimento efetuado, se encontra em expansão.

**Nota:** indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato 19 haja sido considerado como confidencial.

**Figura 3 – Evolução da capacidade de armazenamento subterrâneo e desvio da previsão em 2013**


**Fonte:** ERSE, *Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2014-2015 das empresas reguladas do setor do gás natural*, junho 2014, p. 24.

93. A evolução da capacidade de armazenagem subterrânea aponta para uma expansão da capacidade instalada em 2014, para valores superiores em 35% face aos valores verificados em 2013.

**Tabela 6 – Capacidade, em GWh, das infraestruturas de armazenamento subterrâneo de gás natural em Portugal**

	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<b>Capacidade disponível</b>	1795	1795	2839	3839	3839	3839
<b>Capacidade utilizada</b>	1756	1795	1723	3791	3791	3791

**Nota:** Valores de capacidade comercial (inclui desvios às condições de equilíbrio) em GWh, a 31 Dezembro. Valores reais até 2013 e dados ERSE (*Proveitos Permitidos e Ajustamentos para o ano-gás 2014-2015*) para 2014 e 2015. Manteve-se o valor de 2015 para 2016.

**Fonte:** Notificante (notificação, p. 44).

94. Tal como se referiu *supra*, na definição do mercado de produto, para efeitos de constituição de reservas de segurança, foi considerada também a armazenagem em terminal de gás natural liquefeito.
95. A propriedade e operação do terminal de GNL, nos termos da concessão em vigor pertencem a outra sociedade do mesmo grupo que integra a Notificante. Em termos de capacidade instalada para fins de reservas de segurança considera-se a capacidade

**Nota:** indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato 20 haja sido considerado como confidencial.

total de armazenamento do terminal, o que acrescenta aproximadamente 2,8 TWh<sup>41</sup> (ou 2800 GWh). Atento o facto de a REN operar tanto o terminal de GNL como o armazenamento subterrâneo da atual concessão, o alargamento do mercado de armazenamento não altera a natureza da operação, de passagem de dois operadores para um, apenas reforça a posição da REN no cenário pré-operação.

96. Para além das instalações existentes acima referidas procurou-se analisar as possibilidades técnicas e económicas para a entrada em operação de cavidades ou instalações alternativas às existentes, dentro e fora do perímetro das atuais concessões. A este propósito, referiu a Notificante o seguinte<sup>42</sup>:

*“no início do projecto Gás Natural em Portugal foram identificadas algumas zonas com potencial geológico para a actividade em causa. Os estudos concluíram que a zona do Carriço constituía a melhor opção e que a dimensão e características do maciço salino asseguravam as necessidades de armazenamento de profundidade que se perspectivavam, em particular pelo acesso a grandes quantidades de água e proximidade do mar para rejeição de salmoura resultante do processo de lixiviação. A localização do Carriço permite também que o armazenamento se interligue com a rede nacional de gasodutos num nó particular perto do seu centro de consumos e operando como uma fonte de descongestionamento da rede.*

*Os estudos e as sondagens posteriormente desenvolvidos na zona do Carriço confirmaram as excelentes condições técnicas desta zona, pelo que as restantes zonas alternativas não foram estudadas de forma aprofundada.*

*A concentração de cavidades de armazenamento num único local permite a partilha de infraestruturas comuns, como a estação de lixiviação e a estação de gás que assegura as operações de injeção e extracção de gás, com a consequente optimização dos custos unitários desta actividade.*

*Para além do Carriço nas circunstâncias atuais, não estão identificados outros locais onde seja viável, técnica e economicamente, o desenvolvimento da actividade de armazenamento subterrâneo nem se prefigura a viabilidade de um investimento semelhante que possa fornecer condições de exploração mais favoráveis.”*

97. Os cenários de evolução da procura de médio prazo também não justificam a expansão do armazenamento subterrâneo face à capacidade atualmente instalada, nomeadamente a construção das cavidades TGC7S e TGC9S, conforme aliás confirmado pela Notificante (*vide* [CONFIDENCIAL – DOCUMENTAÇÃO RELACIONADA COM O CONTRATO DE CONCESSÃO]).
98. Em síntese, a presente operação de concentração altera a estrutura da oferta, passando-se de dois operadores para um. Por outro lado, não existe conhecimento sobre outros locais em que seja viável, técnica e economicamente, a construção de cavernas, pelo que é incerta a probabilidade que existam outros sítios para desenvolver novas cavidades alternativas às existentes. Por fim, encontrando-se a procura estagnada, não se perspetiva que seja economicamente viável a construção de novas cavidades, [CONFIDENCIAL – DOCUMENTAÇÃO RELACIONADA COM O CONTRATO DE CONCESSÃO].

---

<sup>41</sup> ERSE, Revisão do Regulamento Tarifário do Setor do Gás Natural - Documento Justificativo, novembro 2012.

<sup>42</sup> *Vide* resposta da Notificante de 27.10.2014, p. 5.

### 6.2.1. Do quadro regulatório e da sua estabilidade

99. A análise jusconcorrencial da operação de concentração e o eventual afastamento de preocupações de natureza concorrencial decorrem de a Notificante ter considerado o quadro regulatório assente num regime de regulação de preços como estável para todo o período da concessão.
100. Neste pressuposto, poder-se-ia afirmar que, atenta a regulação existente, a autonomia comportamental do monopolista resultante da operação não seria de molde a criar preocupações jusconcorrenciais.
101. Esta é, aliás, a posição da Notificante.
102. Importa, contudo, destacar que o modelo de organização do acesso às atividades de armazenamento subterrâneo emana das Diretivas do mercado interno do gás, sendo assente que, tanto na Diretiva atualmente em vigor, como na anterior, se concede liberdade aos Estados Membros para, no caso do armazenamento subterrâneo, optarem entre o acesso em regime de preços negociados e o acesso em regime de preços regulados.
103. Atento o facto de o armazenamento subterrâneo não ser uma atividade em monopólio natural, podendo coexistir interligados a uma mesma rede mais do que um operador de armazenamento de gás natural, as Diretivas não impuseram o acesso regulado e admitem o acesso em regime de preços negociados.
104. A análise do quadro regulatório em outros países revela situações diversificadas. Por um lado, identifica-se o regime de preços negociados em 8 países<sup>43</sup>, com estruturas de oferta que vão do simples duopólio (em França<sup>44</sup>) a uma multiplicidade de operadores (caso da Alemanha<sup>45</sup>). O acesso à armazenagem subterrânea, em preços regulados, identifica-se por seu lado em 6 países da União Europeia<sup>46</sup>, com estruturas de oferta do tipo monopólio (Bélgica, Hungria e Itália – no Italiano existe um segundo operador mas o primeiro detém 97% da capacidade<sup>47</sup>) e duopólio (Espanha e Portugal<sup>48</sup>). Os estudos do *EREGG – European Regulators Group for Electricity and Gas*, permitem também notar que alguns países evoluíram do acesso em preços regulados para o acesso em preços negociados (caso do Reino Unido)<sup>49</sup>.
105. Por último, a revisão do quadro legal da atividade operada em 2012 evoluiu no sentido de se prever a possibilidade do acesso negociado, com preços negociados livremente, de boa-fé, entre o operador de armazenamento subterrâneo e os utilizadores, segundo critérios objetivos, transparentes e não discriminatórios.
106. Como tal, poder-se-ia considerar como eventual cenário contrafactual uma alteração do regime do armazenamento subterrâneo para um regime de acesso negociado.

---

<sup>43</sup> European Regulators Group for Electricity and Gas, *Status Review 2008: Capacity Allocation Mechanisms and Congestion Management Procedures for Storage*, 10.12.2008.

<sup>44</sup> European Regulators Group for Electricity and Gas, *Status Review 2009 On Capacity Allocation Management and Congestion Management Procedures for Storage*, 16.4.2010.

<sup>45</sup> Vide estudo referido na nota de rodapé anterior.

<sup>46</sup> Vide estudo referido na nota de rodapé 43.

<sup>47</sup> Vide estudo referido na nota de rodapé 44.

<sup>48</sup> Cfr. estudo referido na nota de rodapé anterior.

<sup>49</sup> Cfr. estudo referido na nota de rodapé anterior.

107. Efetivamente, o trajeto observado no quadro regulatório não permite estabelecer que a solução de acesso regulado, a qual afastaria, em grande medida, a existência de preocupações jusconcorrenciais, seja necessariamente garantida para todo o horizonte da concessão.
108. A estrutura da oferta resultante da operação poderia limitar a margem de escolha do Estado, nas opções de política legislativa no sector da energia no sentido de uma futura eventual liberalização da atividade de armazenamento.
109. Assim, tratando-se o armazenamento subterrâneo de uma atividade em que é possível a concorrência, a concentração da atividade num único operador, num contexto de fortes barreiras à entrada e à expansão, poderia constituir uma restrição ao desenvolvimento, no futuro, da concorrência no armazenamento.
110. A Notificante pronunciou-se sobre este cenário em memorando apresentado a 26 de dezembro de 2014 (“Memorando da Notificante de 26 de dezembro de 2014”), no qual sucintamente defende, estribada no parecer de [CONFIDENCIAL] que o regime de acesso negociado não pode ser aplicado às concessões de armazenamento da REN e da Transgás, sumariamente atendendo ao que se expõe em seguida:
- (i) Os contratos de concessão da atividade de armazenagem subterrânea de gás natural entre o Estado e a REN Armazenagem e o Estado e a Transgás Armazenagem, celebrados a 26 de setembro de 2006, regem-se pelas versões originárias dos diplomas. Tal decorre do facto de o legislador não ter atribuído eficácia retroativa às alterações introduzidas em 2012<sup>50</sup>.
  - (ii) Mesmo que se entendesse que os contratos de concessão se regem pelo regime de 2012, não se poderia entender que os mesmos permitem a exploração em regime de acesso negociado de terceiros as cavidades de armazenamento que se integram no respetivo objeto, (i) uma vez que (consideram que) o clausulado pressupõe um regime de acesso regulado e (ii) que interpretam a Diretiva n.º 2009/73/CE no sentido de a mesma consagrar “a necessidade de estabelecer uma clara diferenciação entre os dois tipos de regimes”.
  - (iii) Uma modificação unilateral dos Contratos de Concessão consistente em submeter ao regime de acesso negociado as concessões excederia o limite do poder de modificação unilateral do contrato previsto no artigo 180.º, alínea a), do Código do Procedimento Administrativo.
  - (iv) A modificação contratual também não pode ser alcançada através do recurso ao resgate da concessão, desde logo em virtude de o respetivo regime, contido na Base XLI, n.º 1, das bases que constituem o Anexo II do Decreto-Lei n.º 140/2006, e na Cláusula 46.ª, n.º 1, dos Contratos de Concessão, apenas permitir o resgate decorridos 15 anos da data da celebração dos mesmos (em 2006).
  - (v) A sujeição dos Contratos de Concessão a um regime de acesso negociado em virtude da teoria do *fait du prince*, isto é, por via de uma atuação exterior aos referidos contratos, através de uma atuação do legislador, como aliás se prevê na Base XXXIV das bases que constituem o Anexo II do Decreto-Lei n.º 140/2006 e, em termos idênticos, na Cláusula 38.ª dos Contratos de Concessão, pressuporia a garantia do equilíbrio financeiro da concessão o que implicaria custos avultados para o Concedente, pelo que essa situação não é provável.

---

<sup>50</sup> Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro e Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, referidos no parágrafo *supra*. Tal como referido neste parágrafo, estes diplomas foram revistos respetivamente pelo Decreto-Lei n.º 230/2012 e pelo Decreto-Lei n.º 230/2012, ambos de 26 de outubro.

111. Mais defende a Notificante, estribada em parecer de [CONFIDENCIAL], que a adoção de uma decisão de proibição *in casu* pela AdC violaria a Constituição da República Portuguesa, na medida em que, não existindo antes da operação nem com probabilidade relevante no período relativo à análise prospetiva da AdC, concorrência (atenta a opção efetuada pelo legislador português por um regime de armazenamento subterrâneo regulado), o valor concorrência constitucionalmente protegido não se sobrepõe aos direitos subjetivos fundamentais afetados pela operação.
112. No que respeita aos efeitos potenciais de uma liberalização no equilíbrio económico-financeiro da concessão, a Notificante apresentou uma simulação financeira em que compara a diferença de remunerações entre o regime regulatório em vigor e um regime de acesso negociado. No que respeita à remuneração do quadro regulatório atual, assume as suas principais características, ou seja, que as receitas resultantes da aplicação das tarifas devem igualar os proveitos regulados, que resultam da adição dos custos de exploração, do valor da amortização do investimento e da remuneração da base de ativos, a qual a Notificante estimou em [CONFIDENCIAL – receitas estimadas]% para os 31 anos remanescentes da vida útil. A remuneração do investimento não tem risco de volume / procura, ou seja, é invariável ao nível de utilização da infraestrutura, sendo o risco de exploração económica assumido pelos consumidores. A remuneração do investimento equivale aproximadamente a [CONFIDENCIAL – remuneração estimada]% da estrutura de proveitos estimada pela Notificante para 2015.
113. Em contrapartida, no modelo de liberalização, a Notificante assume como pressuposto que os preços praticados desceriam significativamente face aos atualmente em vigor e seriam [CONFIDENCIAL].
114. Segundo o modelo de simulação, cujos valores anuais até ao termo da concessão são apresentados na Figura seguinte, logo em 2015, uma liberalização do preço de acesso ao armazenamento levaria a uma quebra [CONFIDENCIAL – variação do preço] na remuneração dos operadores de armazenamento subterrâneo nacionais. A diferença face à remuneração [CONFIDENCIAL] desceria com o tempo, em virtude da progressiva amortização do ativo regulado das cavernas e estação de gás. Para o período remanescente, uma liberalização, com efeitos a partir de 2015, nos pressupostos do modelo, geraria, segundo a Notificante, a necessidade de repor um valor estimado total de [CONFIDENCIAL – valor estimado da reposição do equilíbrio da concessão] de euros para manter o equilíbrio económico e financeiro da concessão.

**Figura 4 – Proveitos regulados (custos de exploração + amortizações líquidas + custos de exploração) e proveitos anuais com tarifa média igual à praticada em Espanha [CONFIDENCIAL]**

**Fonte:** Notificante.

115. Os pressupostos a partir dos quais a Notificante estimou o equilíbrio económico financeiro são discutíveis, em particular o preço estimado para o mercado liberalizado, como sendo [CONFIDENCIAL]. É, nestes termos, questionável em que medida uma liberalização do preço de acesso conduziria necessariamente à necessidade de repor o equilíbrio económico-financeiro da concessão. Na verdade, e conforme decorre da análise efetuada, o custo no transporte de Espanha para Portugal permite que a opção pelo armazenamento subterrâneo em Portugal, apesar de o respetivo tarifário ser significativamente mais elevado do que o praticado em Espanha, ainda assim continue a ser mais económica.

**Nota:** indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato 24 haja sido considerado como confidencial.

116. No cenário em que persiste a barreira à entrada suscitada pelo custo de transporte entre Espanha e Portugal e inexistia a possibilidade de constituir reservas em Espanha, dificilmente o preço do armazenamento subterrâneo [CONFIDENCIAL]. Em tese, um operador monopolista no armazenamento subterrâneo, poderia implementar, num contexto de liberalização do preço de acesso, o preço de monopólio.
117. Por outro lado, no que respeita à constituição de reservas de segurança, embora o quadro legal admita a possibilidade de constituição de reservas no estrangeiro, não existe na atualidade a possibilidade de optar pelo armazenamento em Espanha.
118. Existem, em todo o caso, elementos que permitem afastar eventuais preocupações de natureza concorrencial, como se verá seguidamente.

### **6.2.2. Elementos mitigadores de um eventual poder de mercado da REN na armazenagem subterrânea**

119. A análise do cenário pós concentração no qual se adotasse um regime de acesso negociado deve todavia ter em conta alguns fatores que podem significativamente mitigar o poder de mercado de um potencial monopolista no armazenamento subterrâneo.
120. A constituição de reservas de segurança obrigatórias tem algum grau de flexibilidade e intersubstituibilidade entre as modalidades permitidas no quadro legal, o que permite que a procura dirigida ao armazenamento subterrâneo tenha um comportamento igualmente flexível e em princípio sensível ao preço de utilização dessa infraestrutura.
121. Por outro lado, a liberalização simultânea do preço de acesso ao armazenamento subterrâneo e do terminal não é possível. De facto, o regime de acesso aos terminais de GNL previsto na diretiva 2009/73/CE, assenta no regime de acesso baseado em tarifas reguladas (artigo 32.º) – sendo a única exceção a essa modalidade a possibilidade de derrogação no quadro de novas infraestruturas (artigo 36.º), o que não se aplica ao terminal de Sines - pelo que não existe, no atual quadro legal europeu, a possibilidade de vir a ser estabelecido um quadro de acesso negociado para o terminal.
122. Sendo o terminal também alternativa para a constituição de reservas estratégicas, pelo menos uma parte da oferta de espaço para constituição de reservas continuará com preços regulados, o que mitiga o poder de mercado de um monopolista face ao armazenamento subterrâneo. No limite, poder-se-ia considerar que o preço do armazenamento em terminal – que se manteria regulado – limitaria o crescimento do preço livre no armazenamento subterrâneo.
123. De facto, apesar das limitações do terminal para constituir reservas, que decorrem da necessidade de ter capacidade disponível para acomodar a receção de cargas de GNL de navios metaneiros, este é um meio legítimo para constituir reservas. Uma análise do desempenho observado nos últimos 4 anos permite verificar que uma percentagem significativa das reservas de segurança pode ser potencialmente satisfeita pelas existências em terminal (*vide* Tabela e Figura seguintes). Com efeito, a média das existências de gás em terminal dos últimos 4 anos equivale a cerca de 61% da média da necessidade de reservas estratégicas em Portugal, sendo que esse valor sobe para 82% nos últimos dois anos, em virtude da expansão da capacidade do terminal de Sines<sup>51</sup>.

---

<sup>51</sup> Sem prejuízo da importância jusconcorrencial que o terminal pode ter no apoio à constituição de reservas de segurança, os elementos apurados poderão sobrestimar as necessidades de reservas a satisfazer no futuro pelo terminal de GNL. Nos termos da Portaria n.º 297/2011, de 16 de novembro, foi **Nota: indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato 25 haja sido considerado como confidencial.**

**Tabela 7 – Relação entre os valores médios da necessidade de reserva de segurança e existências físicas em terminal de GNL de Sines**

	Média das necessidades de reservas estratégicas	Média de existências no Terminal GNL	Rácio de cobertura potencial das necessidades de reserva pelo Terminal GNL
<b>Jan-2010 a set-2014</b>	2.242.379.895	1.368.025.430	61,0%
<b>Jan-2013 a set-2014</b>	2.349.773.952	1.932.500.053	82,2%

Fonte: Notificante, cálculos AdC.

**Figura 5 – Necessidades de reserva de segurança e existências físicas em terminal de GNL de Sines**


Fonte: Notificante, cálculos AdC.

124. Por último, para além da alternativa de constituição de reservas de segurança no terminal de Sines, temos também que o quadro legal que rege a constituição das reservas de segurança admite a possibilidade que as mesmas possam vir a ser constituídas, em percentagem a definir, em Espanha. Não estando definida ainda essa percentagem, o mero facto de essa possibilidade existir, pode funcionar como elemento dissuasor adicional de comportamentos estratégicos por parte da Concessionária do armazenamento subterrâneo de gás.
125. Com efeito, a mera possibilidade de, por instrumento legal, se permitir aos comercializadores a opção de desviarem parte da constituição de reservas para o sistema espanhol constitui um potencial mecanismo regulatório que pode servir de contrapoder do lado da regulação em relação a potenciais estratégias de exploração de poder de mercado. A eficácia deste mecanismo dissuasor tem também em conta que a larga maioria dos comercializadores organizam a logística de aprovisionamento nacional a partir de Espanha (esses comercializadores, no seu conjunto, têm uma quota

decidido aumentar as necessidades de reservas de segurança, atualmente em 20 dias de consumo médio, para 24 dias em final de 2015, 30 dias em finais de 2020 e 35 dias a partir de finais de 2025. Assim, a partir de final de 2015 e até final de 2020, as necessidades de reservas de segurança deverão aumentar 20% face às atualmente existentes.

**Nota: indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato 26 haja sido considerado como confidencial.**

agregada no mercado liberalizado da ordem dos 30%<sup>52</sup>), e que o custo de transporte entre países apenas se enfrenta no quadro de mobilização das reservas, pelo que, naturalmente, havendo hipótese de as reservas serem constituídas em Espanha, naturalmente essa opção será exercida por esses agentes.

126. Assim, conjugadas as diferentes alternativas para a constituição de reservas de segurança, no contexto de uma liberalização hipotética do preço de acesso, a procura residual do monopolista do armazenamento é suscetível de ser significativamente reduzida pelas alternativas reais e potenciais previstas no quadro legal para o efeito, reduzindo de forma potencialmente significativa o poder de mercado de um agente monopolista no armazenamento subterrâneo.
127. Assim, tendo em conta o quadro legal que rege a constituição de reservas obrigatórias e os regimes de acesso às infraestruturas do SNGN presentemente em vigor, a operação de concentração, no mercado de armazenamento para constituição de reservas de segurança de gás natural não se apresenta suscetível de gerar entraves significativos à concorrência efetiva.
128. O quadro estável da procura, a ausência de congestionamentos na interligação, e o regime flexível de constituição de reservas de segurança em vigor, permitem também afastar eventuais preocupações jusconcorrenciais no quadro de uma hipotética liberalização do preço de acesso ao armazenamento subterrâneo.

### **6.3. Efeitos horizontais no mercado de instrumentos de flexibilidade de aprovisionamento grossista de gás natural**

129. Os elementos coligidos quanto à dimensão do mercado de instrumentos de flexibilidade de aprovisionamento grossista de gás natural e quanto aos instrumentos acessíveis aos comercializadores, permitem apontar para uma dimensão correspondente à península ibérica. Como tal, o armazenamento subterrâneo, seja em Portugal, seja em Espanha, concorre com outros instrumentos, seja o armazenamento em terminal de GNL e o mercado secundário de gás natural.
130. Quanto ao armazenamento em Espanha verifica-se que existe, tal como atualmente em Portugal, um regime de acesso regulado, e a capacidade total disponível é cerca de dez vezes superior à verificada em Portugal<sup>53</sup>. No que respeita a terminais de GNL, em Espanha contam-se seis em operação para além do existente em Portugal em Sines.
131. No que respeita ao mercado secundário de gás natural<sup>54</sup>, os elementos apurados permitem verificar que o mercado Espanhol tem uma liquidez e volumes de transação substancialmente superiores aos verificados em Portugal, dando aos comercializadores que organizam a logística de fornecimento a partir de Espanha importantes alternativas ao armazenamento subterrâneo em Portugal.

---

<sup>52</sup> Vide o Resumo Informativo do Mercado Liberalizado de Gás Natural, da ERSE, 3.º trimestre, disponível em [www.erse.pt](http://www.erse.pt).

<sup>53</sup> Vide relatório anual da Enagás de 2013, disponível em [www.enagas.es](http://www.enagas.es), o operador de sistema Espanhol, na qual se aponta a existência de uma capacidade de armazenamento da ordem dos 29000 GWh.

<sup>54</sup> Vide §§ 53 a 56 e 74 a 75 *supra*.

132. Por fim, os elementos que se apuraram em relação à gestão do fornecimento da central de ciclo combinado Turbogás pela GALP (*vide* a análise dos efeitos verticais), apontam para que o armazenamento subterrâneo tenha pouca intervenção nessa função, dada a possibilidade de recurso a instrumentos alternativos, como sejam os contratos de importação flexíveis e a própria modulação dos tanques de armazenamento de GNL do terminal na acomodação das flutuações de consumo das carteiras de clientes desse comercializador.

#### **6.4. Conclusão da análise de efeitos horizontais**

133. No mercado do armazenamento para a constituição de reservas de segurança de gás natural, resultou da análise desenvolvida que existe um conjunto de alternativas – utilização do terminal de Sines, em termos atuais, e regulação da constituição de reservas estratégicas em Espanha, em termos potenciais – que poderiam mitigar eventuais preocupações jusconcorrenciais no quadro de uma hipotética alteração do regime das concessões para um acesso negociado.
134. No mercado de instrumentos de flexibilidade de aprovisionamento grossista de gás natural, correspondente à península ibérica, verifica-se que a liquidez e os volumes de transação são substancialmente superiores aos verificados em Portugal e conferem aos comercializadores alternativas suficientes ao armazenamento subterrâneo em Portugal. Deste modo, a operação de concentração não cria entraves significativos à concorrência neste mercado.
135. Nos termos do exposto, seja no quadro atual, em que as preocupações jusconcorrenciais são afastadas pela persistência de um quadro regulatório que afasta a autonomia comportamental dos operadores do armazenamento subterrâneo, seja no quadro de uma hipotética liberalização, a presente operação de concentração não é suscetível de gerar entraves significativos à concorrência.
136. Atento o facto de não se identificarem preocupações jusconcorrenciais em resultado da operação, torna-se desnecessário efetuar uma análise crítica do Memorando da Notificante de 26 de dezembro de 2014 e dos pareceres juntos.

#### **6.5. Efeitos verticais**

137. A REN Trading, S.A. (“REN Trading”), empresa do Grupo REN, tem como objeto social a “compra, venda, importação e exportação de energia elétrica e a compra e venda de potência e de serviços de sistema no âmbito da gestão dos contratos de aquisição de energia de longo prazo”.
138. A atividade da REN Trading tem enquadramento em dois Contratos de Aquisição de Energia (CAE) que se mantêm em vigor e assim preservaram no seio do grupo REN o conjunto de direitos e obrigações neles previstos, nomeadamente em relação à Tejo Energia, que explora a central a carvão do Pego, e à Turbogás, que explora a central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro. A manutenção em vigor dos CAE da Tejo Energia e da Turbogás aconteceu a *contrario* do regime geral que previa a cessação antecipada dos CAE, em contrapartida da atribuição das compensações previstas no regime dos Custos de Manutenção de Equilíbrio Contratual (CMEC), previstos no Decreto-Lei n.º 240/2004.
139. Apenas a central da Turbogás consome gás natural pelo que, no que toca à central a carvão da Tejo Energia não se estabelecem relações verticais com as atividades objeto de transação na presente operação de concentração.

**Nota: indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato 28 haja sido considerado como confidencial.**

140. A REN Trading gere o CAE celebrado com a Turbogás, respeitante ao centro electroprodutor térmico da Tapada do Outeiro (990 MW), assim como os contratos complementares aos mesmos, nomeadamente o Acordo de Gestão de Consumos (AGC) estabelecido com a GALP Gás Natural (doravante GALP), enquanto fornecedora do gás natural consumido por esse centro electroprodutor.
141. A GALP é o importador histórico do sector do gás natural em Portugal continental e também o principal comercializador em mercado livre. Entre setembro de 2013 e setembro de 2014 forneceu, mensalmente, entre 68,5% e 72,2% do consumo em mercado livre em Portugal continental<sup>55</sup>.
142. Os contratos e acordos em apreço datam de um período anterior ao da liberalização do setor elétrico e do gás natural e têm justificação no quadro dos investimentos efetuados no centro eletroprodutor e no arranque do funcionamento do sistema de gás natural em Portugal continental.
143. A relação da REN Trading com a Turbogás é titulada por um contrato de longa duração, com término previsto no ano de 2024, que torna a REN Trading compradora exclusiva da energia produzida pela central da Tapada do Outeiro. Esse contrato, que no ordenamento do setor energético se designa por CAE, concede à Turbogás contrapartidas financeiras que se desdobram num termo fixo, independente da energia produzida, que remunera o investimento efetuado na central, e um conjunto de termos variáveis, que refletem o custo de produção da energia entregue à REN Trading.
144. O Acordo de Gestão de Consumos que liga a REN Trading à GALP tem em vista a gestão dos consumos dessa central e assegurar, entre outros objetivos, que o consumo de gás natural possa atingir os níveis de consumo contratualizados entre a GALP e a Turbogás, atento a existência de cláusulas *take-or-pay*, que impõem o pagamento de consumos mínimos quer estes sejam efetuados ou não. O AGC tem origem histórica na introdução do fornecimento de gás natural por *pipeline* da Argélia, no qual a central da Turbogás, o primeiro e então maior centro electroprodutor a gás, serviu como garante da viabilidade económica do projeto do gás natural ao permitir desde o seu arranque alcançar níveis de consumo elevado e a gestão das quantidades contratadas em contratos a montante, que ligam a GALP à Sonatrach, que, tal como contrato de fornecimento à Turbogás, têm consumos mínimos a satisfazer.
145. A gestão da produção da central e da sua venda em mercado (diário, intradiário e de serviços de sistema) pela REN Trading tem em conta as quantidades e limites de gás disponibilizados pela GALP e formalmente estabelecidos no AGC.
146. A energia que a REN Trading adquire à Turbogás é revendida em mercados grossistas e mercados de serviços de sistema. No mercado grossista organizado à vista ou a prazo a revenda processa-se de modo anónimo. Todavia, o mercado de serviços de sistema tem como comprador único o gestor do sistema elétrico, entidade também pertencente à REN SGPS. Os serviços de sistema são serviços de regulação da produção prestados pelos produtores destinados a garantir em tempo real o equilíbrio entre produção e o consumo de eletricidade, desdobrando-se em serviços de regulação secundária (serviço automático e rápido) e serviços de regulação terciária (serviço complementar à regulação secundária e baseado em instruções manuais), sendo que a Turbogás apenas se encontra preparada para oferecer regulação terciária.
147. Existe também lugar a uma relação indireta, por via da Turbogás e do seu fornecedor de gás natural, *i.e.* a GALP, entre a REN Trading e as empresas do grupo REN que exploram as infraestruturas do sistema nacional de gás natural. De facto, a Turbogás e

---

<sup>55</sup> ERSE, Resumo Informativo do Mercado de Gás Natural, 3º trimestre de 2014.

o seu fornecedor de gás natural ligam-se aos gasodutos da rede de transporte e indiretamente ao terminal de gás natural liquefeito e ao armazenamento subterrâneo.

148. O produto da revenda da energia e a margem resultante da diferença entre proveitos e custos de aquisição à Turbogás revertem para o sistema elétrico, *i.e.* são passadas às tarifas, significando que todos os riscos de exploração da central correm por conta dos consumidores finais.
149. Na tabela seguinte sintetizam-se os resultados de exploração da central da Turbogás nos últimos 4 anos, os quais se caracterizam nos seguintes pontos:
- as vendas em mercado resultam em geral em prejuízo, em resultado do preço médio de venda ser inferior ao custo médio de produção. A margem operacional negativa significa que a operação da central agrava o prejuízo face à situação em que a central não produz, de que resulta que o prejuízo total supera o valor do encargo fixo. O acordo de gestão de consumos e as penalidades contratuais associados ao fornecimento de gás à Turbogás são as razões que, segundo a ERSE nos documentos tarifários que analisam o sobrecusto dos CAE, justificam este comportamento não racional (venda com prejuízo) que agrava o sobrecusto para os consumidores associado a esta central.
  - As receitas relacionadas com o mercado de serviços de sistema, em particular o serviço de regulação/ reserva terciária têm um peso crescente na estrutura de proveitos da central, chegando a atingir, em 2013, [CONFIDENCIAL]% do respetivo total.

**Tabela 8 – CAE da Turbogás - Proveitos e Custos (Euros) entre 2010 e 2013**

	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>
Mercado Grossista (valor líquido)	[CONFIDENCIAL]	[CONFIDENCIAL]	[CONFIDENCIAL]	[CONFIDENCIAL]
Mercado Serviços Sistema (reserva Terciária, valor líquido)	[CONFIDENCIAL]	[CONFIDENCIAL]	[CONFIDENCIAL]	[CONFIDENCIAL]
Proveitos Líquidos	[CONFIDENCIAL]	[CONFIDENCIAL]	[CONFIDENCIAL]	[CONFIDENCIAL]
Encargos Variáveis	[CONFIDENCIAL]	[CONFIDENCIAL]	[CONFIDENCIAL]	[CONFIDENCIAL]
Encargos com CO2	[CONFIDENCIAL]	[CONFIDENCIAL]	[CONFIDENCIAL]	[CONFIDENCIAL]
Outros encargos	[CONFIDENCIAL]	[CONFIDENCIAL]	[CONFIDENCIAL]	[CONFIDENCIAL]
Encargos variáveis totais	[CONFIDENCIAL]	[CONFIDENCIAL]	[CONFIDENCIAL]	[CONFIDENCIAL]
Margem Bruta (Proveitos Líquidos – Encargos Variáveis Totais)	[CONFIDENCIAL]	[CONFIDENCIAL]	[CONFIDENCIAL]	[CONFIDENCIAL]
Encargos Fixos	[CONFIDENCIAL]	[CONFIDENCIAL]	[CONFIDENCIAL]	[CONFIDENCIAL]

**Nota: indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato 30 haja sido considerado como confidencial.**

Lucros Totais	[CONFIDENCIAL]	[CONFIDENCIAL]	[CONFIDENCIAL]	[CONFIDENCIAL]
---------------	----------------	----------------	----------------	----------------

**Fonte:** REN Trading (resposta de 20.10.2014).

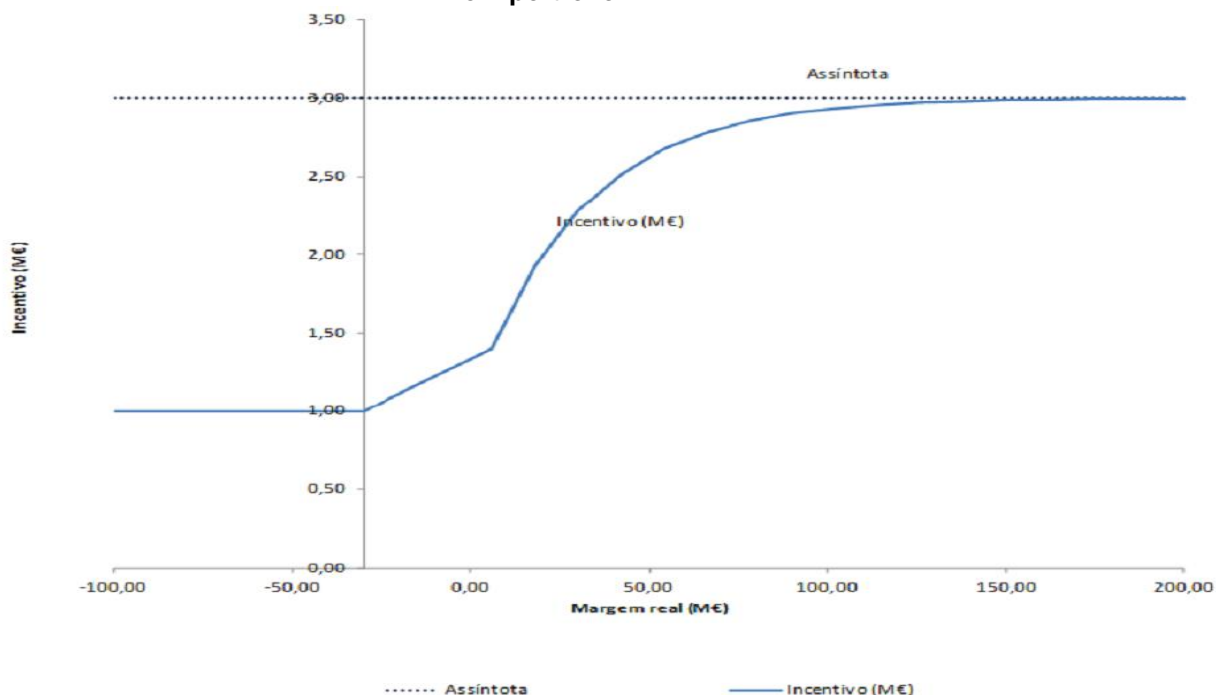
***Dos potenciais incentivos económicos para a REN Armazenagem favorecer a REN Trading/Turbogás por via do seu fornecedor atual de gás natural***

150. Não obstante a REN Trading não suportar/beneficiar dos resultados da Turbogás, a ERSE definiu sistemas de incentivos com objetivo de promover a eficiente gestão da central. O sistema de incentivos introduzido em 2008 (Despacho n.º 11210/2008 da ERSE) propunha dois incentivos específicos à Turbogás, com valores anuais que, no seu conjunto, não poderiam ultrapassar os 5,2 milhões de Euros, nomeadamente:
- Incentivo 1 – artigo 5.º do Despacho n.º 11210/2008 – o qual, como refere a REN Trading<sup>56</sup>, tinha como objetivo vender energia obrigatória, *take-or-pay*, em 96% das melhores horas do ano (ponta e cheia). Este incentivo tinha um limite individual anual de 1 milhão de euros.
  - Incentivo 2 – artigo 6.º do Despacho n.º 11210/2008 - o incentivo à eficiente contratação do gás natural consumido na central da Turbogás, que seria calculado com base na diferença de preço de aquisição do gás natural da Turbogás com os preços de aquisição da central de ciclo combinado do Ribatejo (EDP). Este incentivo não tinha limite individual.
151. Em 2011 (Diretiva n.º 7/2011, de 22 de dezembro), a ERSE eliminou o incentivo 2 e aumentou o teto do incentivo de 1 para 1,5 milhão de Euros. Por sua vez, em 2014, a ERSE (Diretiva n.º 2/2014, de 3 de janeiro) introduz nova alteração aos sistemas de incentivo, eliminando o objetivo de maximizar o consumo de gás natural, e substituindo-o por um objetivo de maximização da margem operacional da central da Turbogás conjuntamente com a margem operacional de outra central que se encontra gerida ao abrigo de um CAE – o caso da central a carvão da Tejo Energia. O valor do novo incentivo pode ser positivo mesmo se a margem operacional for negativa. O valor mínimo do incentivo é de 1 milhão de Euros anuais para margens operacionais negativas inferiores a 30 milhões de Euros e sobe com o aumento da margem operacional até a um valor máximo de 3 milhões de Euros, conforme se ilustra na figura seguinte.
152. A Figura *infra* espelha a configuração do incentivo proposto para as Centrais do Pego e Turbogás em portfólio.

---

<sup>56</sup> Vide comunicação da REN Trading de 20.10.2014.

**Figura 6 – Configuração do incentivo proposto para as Centrais do Pego e Turbogás em portfólio**



**Fonte:** ERSE, *Proposta de Revisão dos Incentivos à Eficiente Gestão dos CAE* - Documento Justificativo - Outubro 2013.

153. A partir da leitura dos sistemas de incentivos da REN Trading, na sua forma atual, conclui-se que as receitas dos serviços de sistema da central da Turbogás têm um impacto positivo nos lucros da REN Trading, como é aliás reconhecido pela REN Trading em resposta a pedido de elementos remetido pela AdC.
154. Tratando-se os serviços de sistema da Turbogás objeto de contratação pelo gestor do sistema elétrico, pertencente ao Grupo REN, e estando a produção dos serviços pela Turbogás também dependente do acesso a gás natural em infraestruturas geridas pela REN, em particular gasodutos e instalações de armazenamento (terminal e subterrâneo), ainda que em última análise o gás venha a ser fornecido pela GALP, identificam-se potenciais incentivos à Notificante a favorecer a REN Trading e o seu fornecedor de gás natural face a outros utilizadores do armazenamento.
155. O incentivo da REN SGPS a favorecer, através da REN Rede Elétrica Nacional, a REN Trading foi aliás reconhecido pela Comissão Europeia<sup>57</sup>, tendo considerado que a origem desse incentivo reside no sistema de incentivos à eficiente gestão das centrais e em particular no mercado dos serviços de sistema de energia elétrica. O reconhecimento do incentivo a favorecer a REN Trading levou a Comissão Europeia<sup>58</sup> a recomendar a necessidade do reforço da supervisão das atividades da REN Trading, designadamente no respeitante à sua prestação de serviços auxiliares, a fim de assegurar condições de concorrência equitativas.

<sup>57</sup> Parecer da Comissão de 12.5.2014, nos termos do artigo 3.º, n.º 1, do Regulamento (CE) n.º 714/2009, do artigo 10.º, n.º 6, da Diretiva 2009/72/CE, do artigo 3.º, n.º 1, do Regulamento (CE) n.º 715/2009 e do artigo 10.º, n.º 6, da Diretiva 2009/73/CE – Portugal – Certificação da REN Rede Elétrica Nacional S.A. e da REN Gasodutos S.A.

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

***Da ausência de relação entre a utilização do armazenamento subterrâneo e o fornecimento de reserva terciária ao setor elétrico pela REN Trading/Turbogás***

156. Os serviços de sistema, seja a regulação secundária, seja a regulação terciária, por centrais a gás natural, exigem uma alteração potencialmente significativa do consumo de gás natural, seja no sentido do seu aumento ou, pelo contrário, da sua diminuição, o que torna provável o acesso ao armazenamento como necessário para garantir o balanceamento do fornecimento do seu comercializador e assim evitar penalidades por desvios entre o gás consumido por clientes finais e o gás injetado na rede de transporte.
157. Todavia, a investigação conduzida veio revelar que, no caso específico do seu fornecedor atual, *i.e.*, a GALP, existe pouca relação entre o fornecimento de energia terciária ao sistema elétrico pela Turbogás e a utilização do armazenamento subterrâneo. Segundo a Galp Gás Natural<sup>59</sup>, [CONFIDENCIAL – UTILIZAÇÃO DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO PELA GALP]
158. Na Figura seguinte, remetida pela GALP, documenta-se a evolução dos dados de injeção e extração do armazenamento subterrâneo e o fornecimento de gás natural à Turbogás, entre janeiro de 2010 e setembro de 2014. Segundo a GALP a [CONFIDENCIAL - UTILIZAÇÃO DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO PELA GALP E FORNECIMENTO DE REGULAÇÃO TERCIÁRIA AO SISTEMA ELÉTRICO].

**Figura 7 – GALP – Entregas à Turbogás – Utilização de Armazenamento Subterrâneo  
[CONFIDENCIAL]**

Fonte: GALP Energia.

159. A investigação feita pela Autoridade, com base noutra variável de análise, a energia líquida diária fornecida em reserva terciária pela Turbogás<sup>60</sup>, e a utilização do armazenamento subterrâneo, documentado na Figura seguinte, vêm, em geral, confirmar a conclusão da GALP Energia.

**Figura 8 – Galp GN - Reserva Terciária Turbogás - Utilização de Armazenamento Subterrâneo  
[CONFIDENCIAL]**

Fonte: GALP, REN, tratamento AdC.

160. As estatísticas descritivas obtidas da relação entre a reserva terciária da Turbogás e a movimentação do armazenamento subterrâneo pela GALP, revelam que em mais de [CONFIDENCIAL]% do tempo em que a Turbogás fez regulação terciária não houve movimentação de armazenamento subterrâneo em sentido coincidente ao da regulação utilizada (*i.e.*, um aumento de produção de energia da Turbogás que coincidissem com uma extração do armazenamento ou uma diminuição de produção de energia que coincidissem com uma injeção de gás em armazenamento).

---

<sup>59</sup> Comunicação da Galp Gás Natural de 5.11.2014.

<sup>60</sup> Informação extraída da página oficial da REN - [www.mercado.ren.pt](http://www.mercado.ren.pt).

161. Embora os dados apurados não excluam que o armazenamento subterrâneo possa ser usado para dar suporte à modulação de consumo da Turbogás – afinal, em [CONFIDENCIAL]% dos dias em que Turbogás forneceu, em termos líquidos, energia terciária ao sector elétrico, a GALP movimentou coincidentemente o armazenamento subterrâneo. Na verdade, importa ter em conta que a GALP tem uma carteira de consumo bastante mais larga que somente o consumo da Turbogás, pelo que os movimentos coincidentes de regulação terciária e movimentação de armazenagem poderão ser justificados por outros consumidores.
162. As estatísticas descritivas da utilização da reserva terciária da Turbogás e do armazenamento subterrâneo pelo respetivo fornecedor de gás natural, entre 1 de janeiro de 2010 e 30 de setembro de 2014 são as constantes da tabela seguinte.

**Tabela 9 – Utilização da reserva Terciária da Turbogás e Armazenamento Subterrâneo pelo respetivo fornecedor de gás natural, entre janeiro de 2010 e setembro de 2014**

<b>Indicador</b>	<b>Observação</b>
(1) dias em que Turbogás fez regulação terciária subir (valor líquido diário)	[CONFIDENCIAL]
(2) dias em que GALP extraiu gás do armazenamento subterrâneo e Turbogás produziu energia terciária a subir	[CONFIDENCIAL]
(3) = (2)/(1) %	[CONFIDENCIAL]
(4) dias em que Turbogás fez regulação terciária descer (valor líquido diário)	[CONFIDENCIAL]
(5) dias em que GALP injetou gás em Armazenamento subterrâneo e Turbogás realizou terciária a descer (valor líquido diário)	[CONFIDENCIAL]
(6) = (5) / (4) (%)	[CONFIDENCIAL]
(7) dias em que Turbogás fez regulação terciária	[CONFIDENCIAL]
(8) dias em que Turbogás fez regulação terciária e a GALP movimentou gás em armazenamento subterrâneo	[CONFIDENCIAL]
(9) = (8)/(7) (%)	[CONFIDENCIAL]

**Fonte:** GALP, REN, tratamento AdC.

163. Do exposto conclui-se no sentido da ausência de relação entre a utilização do armazenamento subterrâneo e o fornecimento de reserva terciária ao setor elétrico, de que resulta o afastamento dos efeitos verticais acima referidos.
164. É importante notar que a conclusão da ausência de relação entre a utilização do armazenamento subterrâneo e o fornecimento de reserva terciária ao setor elétrico é específica do caso da GALP e tem em conta o acesso que esta dispõe a fontes de aprovisionamento flexíveis, que advém do estatuto de importador histórico, provenientes de vários contratos a montante, por via de dois pontos de entrada complementares – o terminal de GNL de Sines, que também dispõe de armazenamento, e a entrada por gasoduto em Campo Maior –, que a tornam menos dependente do acesso à armazenagem subterrânea para modular consumos dos seus clientes.
165. Atento o exposto, considera-se que da operação de concentração não resultam efeitos significativos de natureza vertical em resultado da integração das atividades de

**Nota: indicam-se entre parêntesis retos [...] as informações cujo conteúdo exato 34 haja sido considerado como confidencial.**

armazenagem subterrânea da REN Armazenagem e de gestão do CAE da Turbogás pela REN Trading.

## **7. PARECER DA ENTIDADE REGULADORA**

166. Na sequência do pedido de parecer enviado pela AdC, em 2 de outubro de 2014 a ERSE remeteu o respetivo parecer, ao abrigo do artigo 55.º da Lei da Concorrência.
167. No parecer, a ERSE atende ao enquadramento legal e regulamentar da atividade de armazenamento de gás natural, no qual destaca (i) a estatuição do direito de acesso de terceiros e (ii) a existência de um preço regulado para a atividade. Neste contexto, considera que a aquisição do controlo exclusivo sobre os ativos de armazenamento subterrâneo de gás natural no SNGN por parte da REN Armazenagem *“não corresponde a uma alteração materialmente relevante do exercício da concorrência no SNGN”*.
168. A ERSE refere que, sendo a REN Gasodutos a operadora da RNTGN, o Grupo REN encontra-se sujeito a obrigações de separação completa jurídica e patrimonial das atividades de armazenagem e produção ou comercialização de gás natural, pelo que a operação, *“do ponto de vista do quadro regulatório energético, reforça as referidas garantias de independência”*.
169. Considera ainda a ERSE que, uma vez que o grupo económico a que pertence a sociedade alienante na operação de concentração (grupo GALP) detém interesses em atividades de natureza comercial no SNGN sujeitas a regime de mercado, nomeadamente na comercialização de gás natural por grosso e a retalho, a operação em apreço pode ser suscetível de aprofundar o quadro de separação de atividades decorrente das legislações da União Europeia e nacional.
170. Em suma, a ERSE conclui no sentido de não se identificarem *“constrangimentos regulatórios ou legais, ao nível da separação jurídica e independência do operador de armazenagem subterrânea, que obstem ao trespasse celebrado, sem prejuízo de decisão autónoma da ERSE no que respeita ao reconhecimento da neutralidade regulatória requerida pelas partes contratantes”*.

## **8. AUDIÊNCIA DE INTERESSADOS**

171. Nos termos do n.º 3 do artigo 54.º da Lei da Concorrência, foi dispensada a audição prévia da Notificante, dada a ausência de contrainteressados e o sentido da decisão, que é de não oposição.

## **9. DELIBERAÇÃO DO CONSELHO**

172. 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

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

oposição à presente operação de concentração, nos termos da alínea b) do n.º 1 do artigo 50.º da Lei da Concorrência, uma vez que a mesma não é suscetível de criar entraves significativos à concorrência efetiva no *mercado do armazenamento para constituição de reservas de segurança em Portugal continental e no mercado de instrumentos de flexibilidade de aprovisionamento grossistas de gás natural na península ibérica*.

Lisboa, 6 de janeiro de 2015

O Conselho da Autoridade da Concorrência,

X

---

António Ferreira Gomes  
Presidente

X

---

Nuno Rocha de Carvalho  
Vogal

X

---

Maria João Melícias  
Vogal

**Índice**

1. OPERAÇÃO NOTIFICADA.....	2
2. AS PARTES .....	2
2.1. Empresa Adquirente.....	2
2.2. Ativos a Adquirir .....	3
3. NATUREZA DA OPERAÇÃO .....	4
4. ENQUADRAMENTO REGULATÓRIO DA ACTIVIDADE .....	4
5. MERCADOS RELEVANTES.....	9
5.1. Mercados do Produto Relevantes.....	9
5.2. Mercados Geográficos Relevantes.....	13
5.2.1. Mercado do armazenamento para constituição de reservas de segurança de gás natural .....	13
5.2.2. Mercado de instrumentos de flexibilidade de aprovisionamento grossista de gás natural .....	15
5.3. Conclusão .....	17
6. AVALIAÇÃO JUSCONCORRENCIAL.....	17
6.1. Estrutura da oferta.....	17
6.2. Efeitos horizontais no mercado do armazenamento para a constituição de reservas de segurança de gás natural .....	19
6.2.1. Do quadro regulatório e da sua estabilidade .....	22
6.2.2. Elementos mitigadores de um eventual poder de mercado da REN na armazenagem subterrânea .....	25
6.3. Efeitos horizontais no mercado de instrumentos de flexibilidade de aprovisionamento grossista de gás natural .....	27
6.4. Conclusão da análise de efeitos horizontais.....	28
6.5. Efeitos verticais .....	28
7. PARECER DA ENTIDADE REGULADORA.....	35
8. AUDIÊNCIA DE INTERESSADOS.....	35
9. DELIBERAÇÃO DO CONSELHO .....	35

## Índice de Tabelas

Tabela 1 – Volume de negócios da REN, para os anos 2011, 2012 e 2013.....	3
Tabela 2 – Volume de negócios dos Ativos de Armazenamento Transgás, para os anos 2011, 2012 e 2013.....	4
Tabela 3 – Custo por Cliente de Utilização do Armazenamento Subterrâneo e Transporte em Portugal.....	15
Tabela 4 – Custo por Cliente de Utilização do Armazenamento Subterrâneo e Transporte em Espanha.....	15
Tabela 5 – Volumes de negócios da atividade de armazenamento subterrâneo de gás natural em Portugal em 2011, 2012 e 2013.....	19
Tabela 6 – Capacidade, em GWh, das infraestruturas de armazenamento subterrâneo de gás natural em Portugal.....	20
Tabela 7 – Relação entre os valores médios da necessidade de reserva de segurança e existências físicas em terminal de GNL de Sines.....	26
Tabela 8 – CAE da Turbogás - Proveitos e Custos (Euros) entre 2010 e 2013.....	30
Tabela 9 – Utilização da reserva Terciária da Turbogás e Armazenamento Subterrâneo pelo respetivo fornecedor de gás natural, entre janeiro de 2010 e setembro de 2014.....	34

## Índice de Figuras

Figura 1 – Capacidade de armazenamento subterrâneo e rácios entre capacidade, quantidades em armazenamento subterrâneo e necessidade de reservas estratégicas.....	11
Figura 2 – Quantidade Total Armazenada e Necessidade de Reservas Estratégicas.....	14
Figura 3 – Evolução da capacidade de armazenamento subterrâneo e desvio da previsão em 2013.....	20
Figura 4 – Proveitos regulados (custos de exploração + amortizações líquidas + custos de exploração) e proveitos anuais com tarifa média igual à praticada em Espanha.....	24
Figura 5 – Necessidades de reserva de segurança e existências físicas em terminal de GNL de Sines.....	26
Figura 6 – Configuração do incentivo proposto para as Centrais do Pego e Turbogás em portfólio.....	32
Figura 7 – GALP – Entregas à Turbogás – Utilização de Armazenamento Subterrâneo.....	33
Figura 8 – Galp GN - Reservas Terciária Turbogás - Utilização de Armazenamento Subterrâneo.....	33