

## III

(Outros atos)

## ESPAÇO ECONÓMICO EUROPEU

## DECISÃO DO ÓRGÃO DE FISCALIZAÇÃO DA EFTA

N.º 178/13/COL

de 30 de abril de 2013

**que isenta a prospeção e a extração de petróleo e gás natural na plataforma continental norueguesa da aplicação da Diretiva 2004/17/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, relativa à coordenação dos processos de adjudicação de contratos nos setores da água, da energia, dos transportes e dos serviços postais (Noruega)**

O ÓRGÃO DE FISCALIZAÇÃO DA EFTA (A SEGUIR DESIGNADO «ÓRGÃO DE FISCALIZAÇÃO»)

TENDO EM CONTA o Acordo sobre o Espaço Económico Europeu (a seguir designado «Acordo EEE»),

TENDO EM CONTA o ato referido no ponto 4 do Anexo XVI ao Acordo EEE, relativo aos processos de adjudicação de contratos públicos no setor dos serviços públicos (Diretiva 2004/17/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 31 de março de 2004 relativa à coordenação dos processos de adjudicação de contratos nos setores da água, da energia, dos transportes e dos serviços postais) (a seguir designada «Diretiva 2004/17/CE»), nomeadamente o artigo 30.º, n.ºs 1, 4 e 6,

TENDO EM CONTA o Acordo entre os Estados da EFTA relativo à criação de um Órgão de Fiscalização e de um Tribunal de Justiça (a seguir designado «Acordo relativo ao Órgão de Fiscalização e ao Tribunal»), nomeadamente os artigos 1.º e 3.º do seu Protocolo n.º 1,

TENDO EM CONTA a decisão do Órgão de Fiscalização de 19 de abril de 2012 que autoriza o Membro responsável pelos contratos públicos a tomar certas decisões em matéria de contratos públicos (Decisão n.º 136/12/COL),

APÓS consulta do Comité de Contratos Públicos da EFTA,

Considerando o seguinte:

## I. FATOS

## 1 PROCEDIMENTO

(1) Por carta de 5 de novembro de 2012 <sup>(1)</sup> e, na sequência das discussões realizadas antes da notificação, o Órgão de

<sup>(1)</sup> Recebida pelo Órgão de Fiscalização em 6 de novembro de 2012 (Documento n.º 652027).

Fiscalização recebeu um pedido do Governo norueguês para adotar uma decisão no sentido de estabelecer a aplicabilidade do artigo 30.º, n.º 1, da Diretiva 2004/17/CE às atividades petrolíferas na plataforma continental norueguesa (a seguir designada «PCN»). Em carta de 25 de janeiro de 2013, o Órgão de Fiscalização solicitou ao Governo norueguês a apresentação de informações adicionais <sup>(2)</sup>. O Governo norueguês apresentou a sua resposta ao Órgão de Fiscalização, em carta de 15 de fevereiro de 2013 <sup>(3)</sup>. A notificação e a resposta do Governo norueguês foram discutidas no âmbito de uma conferência telefónica em 4 de março de 2013 <sup>(4)</sup>. Por carta de 22 de março de 2013, o Órgão de Fiscalização consultou o Comité de Contratos Públicos da EFTA, tendo solicitado o seu parecer por escrito <sup>(5)</sup>. Após a contagem dos votos dos seus membros, o Comité de Contratos Públicos da EFTA emitiu um parecer positivo sobre o projeto de decisão do Órgão de Fiscalização em 16 de abril de 2013 <sup>(6)</sup>.

(2) O pedido do Governo norueguês diz respeito à prospeção e produção de petróleo bruto e gás natural na PCN, incluindo o desenvolvimento (ou seja, a criação de infraestruturas adequadas para a futura produção, tais como plataformas de produção, oleodutos, terminais, etc.) O Governo norueguês descreveu três atividades no seu pedido:

- a) Prospeção de petróleo bruto e de gás natural;
- b) Produção de petróleo bruto; e
- c) Produção de gás natural.

<sup>(2)</sup> Documento n.º 657306.

<sup>(3)</sup> Recebida pelo Órgão de Fiscalização em 19 de fevereiro de 2013 (Documento n.º 663304).

<sup>(4)</sup> Documento n.º 665288.

<sup>(5)</sup> Documento n.º 666730, Documento n.º 666722 e Documento n.º 666680.

<sup>(6)</sup> Documento n.º 669171.

## 2 QUADRO JURÍDICO

- (3) A intenção subjacente ao artigo 30.º, n.º 1, da Diretiva 2004/17/CE é o de autorizar uma isenção aos requisitos estabelecidos pelas regras que regem os contratos públicos quando os operadores num mercado operam em condições concorrenciais. O artigo 30.º, n.º 1, da Diretiva prevê que:

«Os contratos destinados a permitir a prestação de uma das atividades referidas nos artigos 3º a 7º não estão abrangidos pela presente diretiva se, no Estado-Membro em que a atividade se realiza, esta última estiver diretamente exposta à concorrência em mercados de acesso não limitado».

- (4) O artigo 30.º, n.º 1, da diretiva estabelece dois requisitos que devem ser preenchidos antes do Órgão de Fiscalização poder adotar uma decisão positiva em relação a um pedido de isenção nos termos do artigo 30.º, n.º 4, atendendo ao disposto no artigo 30.º, n.º 6, da referida diretiva.
- (5) O primeiro requisito previsto pelo artigo 30.º, n.º 1, da Diretiva 2004/17/CE, impõe que a atividade se realize num mercado de acesso não limitado. O artigo 30.º, n.º 3, da diretiva prevê que «o acesso a um mercado será considerado não limitado se o Estado-Membro tiver transposto e aplicado as disposições da legislação comunitária mencionada no Anexo XI.». O Anexo XI da diretiva enumera várias diretivas.
- (6) Entre as diretivas constantes do anexo XI, encontra-se a Diretiva 94/22/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 30 de maio de 1994, relativa às condições de concessão e de utilização das autorizações de prospeção, pesquisa e produção de hidrocarbonetos<sup>(7)</sup>, que foi incorporada na legislação do EEE em 1995, sendo referida no ponto 12 do Anexo IV ao Acordo EEE.
- (7) A Diretiva 98/30/CE também figura entre as diretivas enumeradas no Anexo XI. Esta diretiva foi substituída pela Diretiva 2003/55/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho de 2003, que estabelece regras comuns para o mercado interno de gás natural e que revoga a Diretiva 98/30/CE. Esta última foi incorporada na legislação do EEE em 2005, sendo referida no ponto 23 do Anexo IV ao Acordo EEE<sup>(8)</sup>.

(7) JO L 164 de 30.6.1994, p. 3 e JO L 79 de 29.3.1996, p. 30 e incorporada no Acordo EEE por Decisão do Comité Misto n.º 19/95 (JO L 158 de 8.7.1995, p. 40 e Suplemento EEE n.º 25 de 8.7.1995, p. 1) («Diretiva Licenciamento»).

(8) JO L 176 de 15.7.2003, p. 57, retificado pelo JO L 16 de 23.1.2004, p. 74 e incorporada no Acordo EEE por Decisão do Comité Misto n.º 146/2005 (JO L 53 de 23.2.2006, p. 43 e Suplemento EEE n.º 10 de 23.2.2006, p. 17) («Diretiva Gás»). Esta diretiva foi substituída pela Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, que estabelece regras comuns para o mercado interno de gás natural e que revoga a Diretiva 2003/55/CE (JO L 211 de 14.8.2009, p. 94), mas esta última não foi ainda incorporada na legislação do EEE.

- (8) Assim, o acesso ao mercado pode ser considerado não limitado se o Estado norueguês tiver transposto e devidamente aplicado os atos referidos nos pontos 12 e 23 do Anexo IV ao Acordo EEE, que correspondem à Diretiva 94/22/CE e à Diretiva 2003/55/CE, respetivamente<sup>(9)</sup>.
- (9) O segundo requisito previsto pelo artigo 30.º, n.º 1, da Diretiva 2004/17/CE impõe que a atividade esteja diretamente exposta à concorrência no Estado da EFTA em que é realizada. A questão de saber se uma atividade está diretamente exposta à concorrência será decidida com base em «critérios que estejam em conformidade com as disposições do Tratado em matéria de concorrência, como as características dos produtos ou serviços em causa, a existência de produtos ou serviços alternativos, os preços e a presença, real ou potencial, de mais do que um fornecedor dos produtos ou serviços em questão»<sup>(10)</sup>.
- (10) A existência de uma exposição direta à concorrência deve ser avaliada com base em vários indicadores, nenhum dos quais é, por si só, determinante. No que respeita aos mercados abrangidos pela presente decisão, a quota de mercado dos principais operadores num determinado mercado constitui um critério a ter em conta. Um outro critério prende-se com o grau de concentração desses mercados<sup>(11)</sup>. A exposição direta à concorrência é avaliada com base em critérios objetivos, tendo em conta as características específicas do setor em causa. Uma vez que as condições variam consoante as diferentes atividades visadas pela presente decisão, cada atividade ou mercado relevante deve ser objeto de uma avaliação separada.
- (11) A presente decisão tem unicamente por objetivo conceder uma isenção nos termos do artigo 30.º da Diretiva 2004/17/CE e não prejudica a aplicação das regras em matéria de concorrência.

## 3 SISTEMA DE LICENCIAMENTO NORUEGUÊS

- (12) A Lei norueguesa relativa ao petróleo<sup>(12)</sup> estabelece a base jurídica subjacente ao sistema de licenciamento para as atividades petrolíferas na PCN. A referida lei e regulamentação conexa regem a concessão de licenças

(9) Ver secção 5.

(10) Artigo 30.º, n.º 2, da Diretiva 2004/17/CE.

(11) Ver também Decisão do Órgão de Fiscalização, de 22 de maio de 2012, que isenta a produção e a venda grossista de eletricidade na Noruega da aplicação da Diretiva 2004/17/CE do Parlamento Europeu e do Conselho relativa à coordenação dos processos de adjudicação de contratos nos setores da água, da energia, dos transportes e dos serviços postais (Decisão n.º 189/12/COL, JO L 287 de 18.10.2012, p. 21 e Suplemento EEE n.º 58 de 18.10.2012, p. 14).

(12) Lei n.º 72, de 19 de novembro de 1996, relativa às atividades petrolíferas. (<http://www.npd.no/en/Regulations/-Acts/Petroleum-activities-act/>). A Diretiva 94/22/CE relativa às condições de concessão e de utilização das autorizações de prospeção, pesquisa e produção de hidrocarbonetos foi transposta pela Lei norueguesa relativa ao petróleo a partir de 1 de setembro de 1995 e pela regulamentação conexa (Regulamento norueguês n.º 653, de 27 de junho de 1997) (<http://www.npd.no/en/Regulations/Regulations/Petroleum-activities/>).

para a prospeção e a produção de petróleo bruto e gás natural na PCN. O Ministério Norueguês do Petróleo e da Energia anuncia os blocos em relação aos quais as empresas podem apresentar um pedido de licença. O Rei da Noruega, reunido em Conselho, concede as licenças de produção. A concessão de uma licença de produção é feita com base em critérios factuais e objetivos<sup>(13)</sup>. Normalmente, uma licença de produção é atribuída a um grupo de empresas, no âmbito das quais uma empresa é designada operador responsável pela gestão quotidiana da licença.

- (13) Na Noruega, há dois tipos de processos de licenciamento: (i) os processos de licenciamento que abrangem zonas imaturas da PCN (processos de licenciamento numerados), e (ii) as concessões em zonas pré-definidas (processos ZPD), abrangendo zonas maduras. Os dois processos de licenciamento são idênticos, exceto quanto ao modo como são iniciados. Os processos de licenciamento ZPD são realizados todos os anos e cobrem uma superfície da PCN que é considerada madura (isto é, zonas cuja geologia é bem conhecida)<sup>(14)</sup>. Os processos de licenciamento numerados são realizados (em média) cada dois anos, abrangendo as zonas imaturas (isto é, zonas cuja geologia é pouco conhecida)<sup>(15)</sup>. Os processos de licenciamento numerados são iniciados pelo Ministério Norueguês do Petróleo e da Energia que convida as empresas ativas na PCN a indicar as zonas (blocos) em que

pretendem ser incluídas no próximo processo de atribuição de licenças. As condições legais (legislação, regulamentação, documentação de licenciamento) que regem os dois tipos de processos de licenciamento são exatamente as mesmas. O Governo norueguês informou o Órgão de Fiscalização que as atividades de prospeção realizadas no âmbito dos dois tipos de processos de licenciamento também são idênticas.

- (14) Nos processos de licenciamento, as empresas petrolíferas qualificadas solicitam a concessão de licenças de produção, ou seja, o direito exclusivo de realizar atividades petrolíferas na PCN. Conforme definido no artigo 1.º, n.º 6, alínea c), da Lei norueguesa relativa ao petróleo, as atividades em matéria de petróleo incluem «todas as atividades associadas a depósitos submarinos de petróleo, incluindo a prospeção, a perfuração de prospeção, a produção, o transporte, a utilização e a desativação, incluindo o planeamento de tais atividades, mas não incluindo, contudo, o transporte de petróleo a granel por navio». Consequentemente, nos processos de licenciamento, as empresas solicitam o direito exclusivo de explorar e produzir todo o petróleo bruto e gás natural que possam vir a ser eventualmente descobertos na zona abrangida pela licença de produção.

<sup>(13)</sup> Ver artigo 3.º, n.ºs 3 e 5 da Lei norueguesa relativa ao petróleo e o artigo 10.º do regulamento norueguês relativo ao petróleo.

<sup>(14)</sup> Os critérios aplicáveis às zonas maduras são descritos no Livro Branco apresentado ao Parlamento norueguês - *Uma indústria para o futuro - as atividades petrolíferas na Noruega* (Meld. St. 28 (2010-2011), Relatório ao Parlamento norueguês (Storting), p. 88). Os critérios seguintes foram aplicados à expansão da zona ZPD: (i) áreas próximas de infraestruturas (o que inclui infraestruturas existentes e previstas, com recursos potenciais em áreas consideradas urgentes), (ii) áreas com um histórico de prospeção (que inclui áreas que foram anteriormente concedidas e abandonadas, áreas com modelos de produção conhecidos e áreas situadas entre as áreas concedidas e abandonadas), e (iii) áreas que fazem fronteira com zonas pré-definidas existentes, mas que não foram objeto de pedidos de licença no âmbito do processo de licenciamento numerado (ver <http://www.regjeringen.no/en/dep/oed/press-center/press-releases/2013/ZPD-2013-acreage-announcement.html?id=714569>). No total, foram concedidas 324 licenças de produção desde que o sistema de ZPD foi criado em 2003 e feitas 32 descobertas (Meld. St. 28 (2010-2011), Relatório ao Parlamento norueguês (Storting), p. 86-87).

<sup>(15)</sup> Os processos de licenciamento numerados visam zonas sobre as quais o conhecimento geológico é limitado e em que se justifica uma prospeção por etapas. Foram concessionadas zonas através de 21 processos de licenciamento numerados, tendo as licenças sido concedidas no vigésimo primeiro processo, na primavera de 2011 (Livro Branco intitulado *Uma indústria para o futuro - as atividades petrolíferas da Noruega* (Meld. St. 28 (2010-2011) Relatório ao Parlamento norueguês (Storting), p. 21). Os processos de licenciamento numerados incluem principalmente áreas limítrofes à PCN, onde o potencial de grandes descobertas é maior. O vigésimo segundo processo de licenciamento foi iniciada em 2 de novembro de 2011, com a adjudicação de novas licenças de produção prevista para a primavera de 2013 (<http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/pressesenter/pressmeldinger/2011/initiates-22nd-licensing-round.html?id=661990>). Ver também a publicação pelo Ministério Norueguês do Petróleo e da Energia, em conjunto com a Direção Norueguesa do Petróleo, intitulada *Factos 2012 - O Setor Norueguês do Petróleo*, Capítulo 5 sobre a Atividade de Prospeção, p.30 e seg. (<http://www.npd.no/en/Publications/Facts/Facts-2012/Chapter-5/>).

- (15) Em caso de descoberta de petróleo bruto e/ou gás natural, as empresas licenciadas que decidam desenvolver esse jazigo são obrigadas a submeter um Plano de Desenvolvimento e Exploração («PDE») à aprovação do Ministério Norueguês do Petróleo e da Energia<sup>(16)</sup>. A aprovação do PDE confere às empresas licenciadas o direito exclusivo de iniciar o desenvolvimento e, consequentemente, a produção. O petróleo produzido passa a ser propriedade do titular da licença individual.

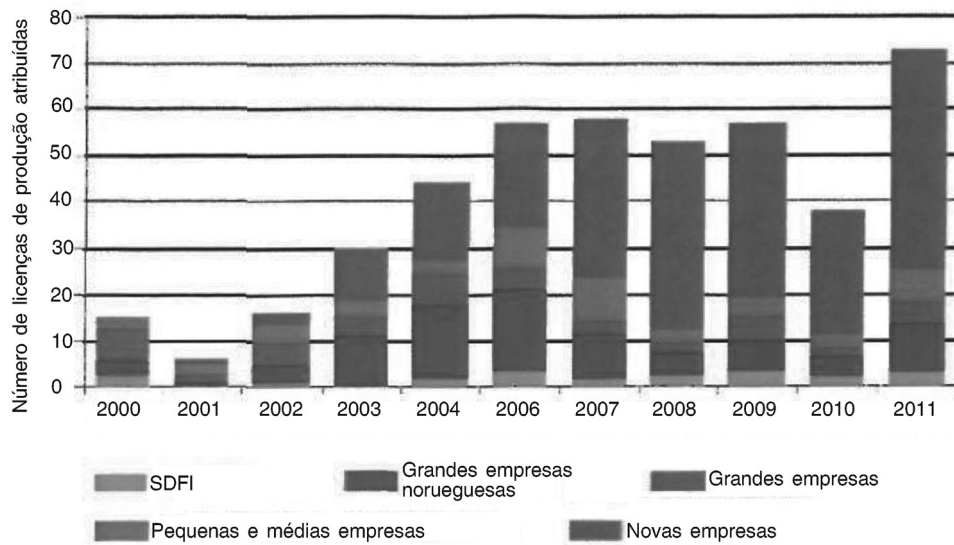
- (16) Os titulares de licenças que exercem atividades na PCN variam desde grandes empresas internacionais de petróleo a companhias petrolíferas muito pequenas, muitas das quais são novos operadores na PCN que passaram a exercer atividades ao longo dos últimos 10 anos.

- (17) Os quadros infra foram transmitidos pelo Governo norueguês e indicam as atividades na PCN, tanto em termos de novas licenças de produção atribuídas, superfície de prospeção concedida e número de empresas na PCN<sup>(17)</sup>.

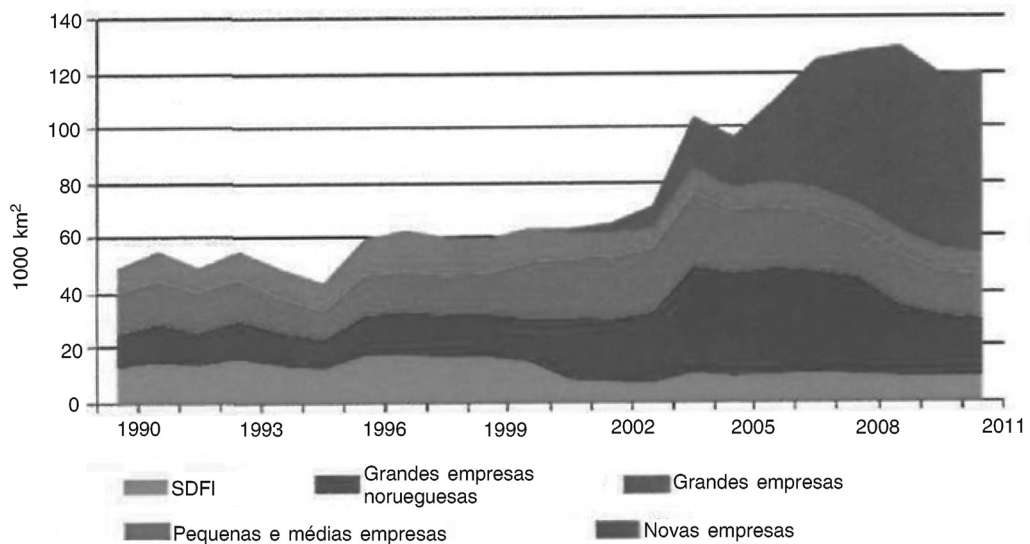
<sup>(16)</sup> Cf. artigo 4.º, n.º 2, da Lei norueguesa relativa ao petróleo.

<sup>(17)</sup> A sigla SDFI nos dois primeiros quadros refere-se ao interesse financeiro direto do Estado norueguês. O Estado norueguês tem grandes participações nas licenças de petróleo e gás na PCN através do SDFI. A carteira de SDFI é gerida pela empresa estatal Petoro AS ([www.petoro.no](http://www.petoro.no)).

Novas licenças adjudicadas:

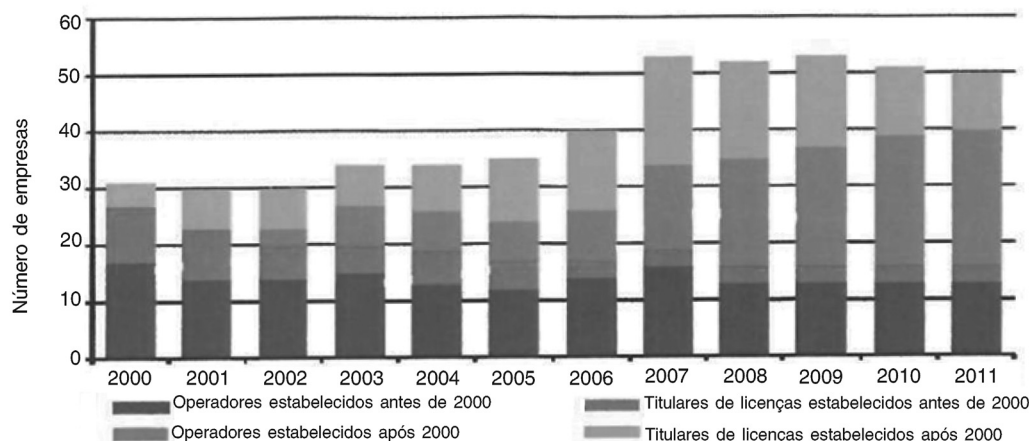


Superfície adjudicada:





Número de empresas na PCN:



## II. AVALIAÇÃO

### 4 ATIVIDADES ABRANGIDAS PELA PRESENTE DECISÃO

- (18) O pedido do Governo norueguês de uma isenção nos termos do artigo 30.º da Diretiva 2004/17/CE abrange três atividades separadas na PCN: (a) prospeção de petróleo bruto e gás natural; (b) produção de petróleo bruto, e (c) produção de gás natural. O Órgão de Fiscalização examinou as três atividades separadamente <sup>(18)</sup>.
- (19) Para efeitos da presente decisão, pelo termo «produção» deverá entender-se o «desenvolvimento» (isto é, a criação de infraestruturas adequadas para a produção, tais como plataformas de petróleo, oleodutos, terminais, etc.) O transporte de gás natural da PCN para o mercado através da rede de gasodutos a montante não é abrangido pela presente decisão.

### 5 ACESSO AO(S) MERCADO(S)

- (20) A Diretiva 94/22/CE (Diretiva Licenciamento) foi incorporada no ponto 12 do Anexo IV ao Acordo EEE por uma decisão do Comité Misto n.º 19/1995, que entrou em vigor em 1 de setembro de 1995.

<sup>(18)</sup> Tal coaduna-se com a prática da Comissão Europeia no que se refere às decisões em matéria de concentrações e às suas decisões de concessão de uma isenção nos termos do artigo 30.º da Diretiva 2004/17/CE. Ver, em especial, a Decisão da Comissão Europeia, de 29 de setembro de 1999, que declara uma operação de concentração compatível com o mercado comum e o Acordo EEE (Processo n.º IV/M.1383 - *Exxon/Mobil*); Decisão da Comissão, de 29 de setembro de 1999, que declara uma operação de concentração compatível com o mercado comum e o Acordo EEE (Processo IV/M.1532 - *BP Amoco/Arco*); Decisão da Comissão, de 5 de julho de 1999, que declara uma operação de concentração compatível com o mercado comum e o Acordo EEE (COMP/M.1573 - *Norsk Hydro/Saga*), Decisão da Comissão, de 3 de maio de 2007, que declara uma operação de concentração compatível com o mercado comum e o Acordo EEE (Processo n.º IV/M.4545 - *STATOIL/HYDRÓ*); Decisão da Comissão, de 19 de novembro de 2007, que declara uma operação de concentração compatível com o mercado comum (Processo COMP/M.4934 - *KAZMUNAIGAZ/ROMPETROL*) e Decisão da Comissão, de 21 de agosto de 2009, que declara uma concentração compatível com o mercado comum (Processo COMP/M.5585 - *Centrica/Venture* produção). Ver também Decisão de Execução da Comissão, de 28 de julho de 2011, que isenta a prospeção de petróleo e gás e a exploração de petróleo na Dinamarca, excluindo a Groenlândia e as Ilhas Faroé, da aplicação da Diretiva 2004/17/CE (JO L 197 de 29.7.2011, p. 20); Decisão de Execução da Comissão, de 24 junho de 2011 que isenta a prospeção de petróleo e gás e exploração de petróleo em Itália da aplicação da Diretiva 2004/17/CE do Parlamento Europeu e do Conselho relativa à coordenação dos processos de adjudicação de contratos nos setores da água, da energia, dos transportes e dos serviços postais (JO L 166 de 25.6.2011, p. 28); Decisão de Execução da Comissão, de 29 de março de 2010, que isenta a prospeção e exploração de petróleo e gás em Inglaterra, Escócia e País de Gales da aplicação da Diretiva 2004/17/CE do Parlamento Europeu e do Conselho relativa à coordenação dos processos de adjudicação de contratos nos setores dos serviços da água, da energia, dos transportes e dos serviços postais (JO L 84 de 31.3.2010, p. 52), e Decisão de Execução da Comissão, que isenta a prospeção e exploração de petróleo e gás na Holanda da aplicação da Diretiva 2004/17/CE do Parlamento Europeu e do Conselho relativa à coordenação dos processos de adjudicação de contratos nos setores dos serviços da água, da energia, dos transportes e dos serviços postais (JO L 181, 14.7.2009, p. 53).

- (21) O Governo norueguês notificou o Órgão de Fiscalização da transposição desta diretiva em 18 de março de 1996. O Órgão de Fiscalização procedeu a uma avaliação da conformidade, na sequência da qual a Noruega introduziu uma série de alterações na sua legislação. Após a adoção dessas alterações, o Órgão de Fiscalização considerou que a Noruega tinha transposto adequadamente a Diretiva Licenciamento.
- (22) A Diretiva 2003/55/CE (Diretiva Gás) foi incorporada no ponto 23 do Acordo EEE por decisão do Comité Misto n.º 146/2005/CE, em 2 de dezembro de 2005. A Diretiva entrou em vigor para os Estados da EFTA e do EEE em 1 de junho de 2007.
- (23) O Governo norueguês notificou a transposição parcial da Diretiva Gás em 4 de junho de 2007 e a plena transposição em 19 de fevereiro de 2008. O Órgão de Fiscalização procedeu também a uma avaliação de conformidade no que respeita a esta diretiva. Após uma série de alterações à legislação nacional norueguesa, o Órgão de Fiscalização considerou que a Noruega tinha transposto adequadamente a Diretiva Gás.
- (24) À luz das informações apresentadas na presente secção, e para efeitos da presente decisão, depreende-se que o Estado norueguês transpôs e aplicou adequadamente os atos referidos nos pontos 12 e 23 do Anexo IV ao Acordo EEE, que correspondem à Diretiva 94/22/CE e à Diretiva 2003/55/CE, respetivamente.
- (25) Consequentemente, e em conformidade com o artigo 30.º, n.º 3, primeiro parágrafo da Diretiva 2004/17/CE, o acesso ao mercado deve ser considerado não limitado no território da Noruega, incluindo a PCN.

## 6 EXPOSIÇÃO À CONCORRÊNCIA

- (26) Como explicado supra, o Órgão de Fiscalização considera que é necessário analisar se os setores em causa estão diretamente expostos à concorrência. Para o efeito, analisou os elementos de prova apresentados pelo Governo norueguês, completados quando necessário por dados disponíveis na esfera pública.

### 6.1 Prospeção de petróleo bruto e gás natural

#### 6.1.1 Mercado relevante

- (27) A prospeção de petróleo bruto e gás natural consiste em encontrar novas reservas de recursos de hidrocarbonetos. A produção engloba a criação de infraestruturas adequadas tanto para a produção como para a exploração dos recursos. A prospeção de petróleo bruto e gás natural constitui um mercado do produto relevante, distinto dos mercados de produção de petróleo bruto e gás natural. Esta definição baseia-se no fato de que não é possível determinar à partida se a prospeção resultará numa eventual descoberta de petróleo bruto ou gás natural. O

Governo norueguês confirmou que tal é válido tanto no que se refere aos processos de licenciamento numerados, como aos processos de licenciamento ZPD. Esta definição de mercado também se coaduna com a prática da Comissão Europeia <sup>(19)</sup>.

- (28) A prospeção de zonas imaturas e maduras é levada a cabo pelo mesmo tipo de empresas e as atividades baseiam-se ao mesmo tipo de tecnologia (isto é, independentemente do tipo de processos de licenciamento). Embora a geologia seja mais bem conhecida nos processos de licenciamento ZPD, as companhias petrolíferas não têm qualquer conhecimento preciso da existência de petróleo ou se um eventual jazigo contém óleo e/ou gás. Consequentemente, o Órgão de Fiscalização considera que o mercado relevante é a prospeção de petróleo e gás natural, o que inclui as atividades de prospeção realizadas tanto no âmbito dos processos de licenciamento numerados, como de licenciamento ZPD.
- (29) As empresas que se consagram a atividades de prospeção não tendem a limitar suas atividades a uma zona geográfica específica. Em vez disso, a maioria das empresas estão presentes a nível mundial. A Comissão Europeia, nas suas decisões, tem declarado reiteradamente que o âmbito geográfico do mercado de prospeção assume uma dimensão mundial <sup>(20)</sup>. O Governo norueguês concorda com a definição de mercado geográfico da Comissão. O Órgão de Fiscalização considera assim que o mercado geográfico relevante é mundial.

#### 6.1.2 Exposição direta à concorrência

- (30) Durante o período de 2011-2013, foram concedidas licenças de produção a cerca de 50 empresas, as quais realizaram consequentemente atividades de prospeção na PCN <sup>(21)</sup>.
- (31) As quotas de mercado dos operadores que se consagram à prospeção são normalmente avaliadas em função de duas variáveis: reservas comprovadas e produção prevista <sup>(22)</sup>.
- (32) Em 2011, as reservas mundiais comprovadas de petróleo elevavam-se a 1 652,6 mil milhões de barris e o valor correspondente para o gás natural era de 208,4 mil milhões de metros cúbicos, ou seja, cerca de 1 310,8 mil

<sup>(19)</sup> Ver a decisão da Comissão Europeia, de 23 de janeiro de 2003, que declara uma concentração compatível com o mercado comum (Processo n.º COMP/M.3052 - ENI/FORTUM GAS), Processo n.º IV/M.1383 - Exxon/Mobil, e as Decisões de Execução da Comissão Europeia relativas à Dinamarca, Itália, Inglaterra, País de Gales, Escócia e Holanda (ver nota 18).

<sup>(20)</sup> Ver, por exemplo, Processo n.º COMP/M.3052 - ENI/FORTUM GAS (ponto 13) e Processo n.º COMP/M.4545 - STATOIL/HYDRO (ponto 7) (ver nota 18).

<sup>(21)</sup> Tal abrange tanto as licenças de produção em processos de licenciamento numerados, como as licenças ZPD (cf. documento n.º 663313, pp. 1-20).

<sup>(22)</sup> Ver, por exemplo, a Decisão da Comissão Europeia relativa à Exxon/Mobil (pontos 25 e 27) (nota 18).

milhões de barris equivalente de petróleo <sup>(23)</sup>. No final de 2011, as reservas comprovadas de petróleo na Noruega ascendiam a 6 900 milhões de barris, o que representa 0,4% das reservas mundiais <sup>(24)</sup>. As reservas comprovadas de gás natural na Noruega em 2011 elevavam-se a 2,1 biliões de metros cúbicos, o que representa 1% das reservas mundiais <sup>(25)</sup>. Nenhuma das cinco maiores empresas ativas na PCN tem, à escala mundial, uma quota de reservas comprovadas superior a 1 % <sup>(26)</sup>.

- (33) O Governo norueguês não tem informações sobre as quotas do mercado mundial das cinco maiores empresas da PCN, avaliadas com base na produção prevista. No entanto, é razoável pressupor que existe uma correlação direta entre as reservas comprovadas de petróleo e de gás natural e a futura produção prevista <sup>(27)</sup>. Em todo o caso, à luz das informações disponíveis, é pouco provável que as quotas do mercado mundial das maiores empresas presentes na PCN, avaliadas em termos da produção prevista, resultem numa alteração da apreciação do Órgão de Fiscalização.
- (34) Além disso, o Órgão de Fiscalização examinou as informações sobre o número de pedidos apresentados no âmbito dos processos de concessão de licenças relativas à PCN e os novos operadores neste contexto. Os dados recebidos do Governo norueguês sobre a concessão de licenças nos últimos três processos de licenciamento relativos à PCN (realizados em 2011-2012) revelam que até nove empresas apresentaram pedidos para cada licença anunciada. No período de 2008-2012, treze operadores novos obtiveram uma licença de produção na PCN. Assim, o número de empresas que obtiveram uma licença relativa à PCN é considerável <sup>(28)</sup>.
- (35) Com base nos elementos supra, o grau de concentração do mercado mundial de prospeção de petróleo bruto e gás natural deve ser considerado reduzido. É provável que as empresas que operam neste mercado estejam sujeitas a uma pressão concorrencial significativa. Nada indica que o setor não funciona segundo as leis do mercado. Consequentemente, o Órgão de Fiscalização concluiu que o mercado de prospeção de petróleo e gás natural está diretamente exposto à concorrência, na aceção da Diretiva 2004/17/CE.

<sup>(23)</sup> Ver a publicação de 2012 da BP, *Statistical Review of World Energy* («estatísticas da BP»), p. 6. ([http://www.bp.com/liveassets/bp-internet/globalbp/globalbp\\_uk\\_english/reports\\_and\\_publications/statistical\\_energy\\_review\\_2011/STAGING/local\\_assets/pdf/statistical\\_review\\_of\\_world\\_energy\\_full\\_report\\_2012.pdf](http://www.bp.com/liveassets/bp-internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2012.pdf)).

<sup>(24)</sup> Ver as estatísticas da BP, p. 6.

<sup>(25)</sup> Ver as estatísticas da BP, p. 20.

<sup>(26)</sup> Cf. carta do Governo norueguês ao Órgão de Fiscalização de 15 de fevereiro de 2013 (Documento n.º 663313, p. 22).

<sup>(27)</sup> Ver, por exemplo, a Decisão de Execução da Comissão Europeia relativa à Dinamarca (ver nota 18) e a Decisão de Execução da Comissão relativa à Itália (ver nota 18).

<sup>(28)</sup> Ver também a publicação do Ministério Norueguês do Petróleo e da Energia, em conjunto com a Direção Norueguesa do Petróleo, *Facts 2012 – O setor norueguês do petróleo*, Capítulo 5 consagrado ao quadro operacional dos operadores e à atividade, pp. 33 – 35 (<http://www.npd.no/en/Publications/Facts/Facts-2012/Chapter-5/>).

## 6.2 Produção de petróleo bruto

### 6.2.1 Mercado relevante

- (36) O petróleo bruto é uma matéria-prima cujo preço é determinado pela oferta e procura a nível mundial. De acordo com a prática estabelecida da Comissão Europeia <sup>(29)</sup>, o desenvolvimento e a produção de petróleo é um mercado do produto distinto cujo âmbito geográfico assume uma dimensão mundial. O Governo norueguês concorda com esta definição do mercado <sup>(30)</sup>. O Órgão de Fiscalização mantém esta mesma definição de mercado para efeitos da presente decisão.

### 6.2.2 Exposição direta à concorrência

- (37) Em caso de descoberta de petróleo bruto (ou gás natural), as empresas licenciadas que decidam desenvolver esse jazigo são obrigadas a submeter um Plano de Desenvolvimento e Exploração («PDE») à aprovação do Ministério Norueguês do Petróleo e da Energia. Os jazigos na PCN que produzem principalmente petróleo <sup>(31)</sup> e em relação aos quais foi apresentado e aprovado um PDE durante os últimos cinco anos são os seguintes:

Ano	Descrição (Designação do jazigo e licença)	Concedida a
2008	Morvin, PL134B	Statoil Petroleum Eni Norge Total E&P Norge
2009	Goliat, PL229	Eni Norge Statoil Petroleum
2011	Knarr, PL373S	BG Norge Idemitsu Petroleum Norge Wintershall Norge RWE Dea Norge
2011	Ekofisk Sør, Eldfisk II, PL	ConocoPhillips Total E&P Norge Eni Norge Statoil Petroleum Petoro AS
2011	Vigdis nordøst, PL089	Statoil Petroleum Petoro AS ExxonMobil E&P Norway Idemitsu Petroleum Norge Total E&P Norge RWE Dea Norge

<sup>(29)</sup> Ver nota 18.

<sup>(30)</sup> No entanto, dado que a maioria dos jazigos na PCN contém tanto petróleo como gás, o Governo norueguês afirmou que a produção conjunta de petróleo e gás nos jazigos torna impossível estabelecer uma distinção entre os dois no âmbito da Diretiva 2004/17/CE.

<sup>(31)</sup> Como os jazigos contém simultaneamente petróleo e gás, o quadro nesta Secção 6.2 contém os jazigos que produzem principalmente petróleo. Os jazigos que produzem principalmente gás são enumerados na Secção 6.3.

Ano	Descrição (Designação do jazigo e licença)	Concedida a
2011	Stjerne, part of Oseberg Sør PL079, PL104	Statoil Petroleum Petoro AS Total E&P Norge ConocoPhillips
2011	Hyme, PL348	Statoil Petroleum GDF Suez E&P Norge Core Energy E.ON E&P Norge Faroe Petroleum Norge VNG Norge
2011	Brynhild, PL148	Lundin Norway Talisman Energy Norway
2012	Jette, PL027C, PL169C, PL504	Det norske oljeselskap Petoro AS
2012	Skuld, PL128	Statoil Petroleum Petoro AS Eni Norge
2012	Edvard Grieg, PL338	Lundin Norway Wintershall Norge OMV Norge
2012	Bøyla, PL340	Marathon Oil Norge ConocoPhillips Lundin Norway

Ano	Descrição (Designação do jazigo e licença)	Concedida a
2012	Svalin, PL169	Statoil Petroleum Petoro AS ExxonMobil E&P Norway

(38) Assim, no período de 2008-2012, foram aprovados PDE para a produção de óleo no que se refere a 20 empresas, no total. Além disso, em 2010, um PDE que engloba três novos operadores no mercado foi aprovado pelo Ministério do Petróleo e Energia <sup>(32)</sup>.

(39) À exceção das empresas públicas norueguesas, a lista revela que os titulares de licenças são tanto grandes empresas petrolíferas como empresas de menores dimensões. O Governo norueguês alega que a maioria das empresas petrolíferas na PCN faz parte de grupos empresariais, com uma carteira de atividades diversificada à escala mundial. O petróleo produzido é assim vendido, em grande parte, a empresas associadas. No entanto, mais de metade da produção é vendida no mercado à vista. O gráfico infra indica o volume das vendas de petróleo bruto em 2009 proveniente da PCN.

Volume das vendas de petróleo bruto em 2009 proveniente da PCN:

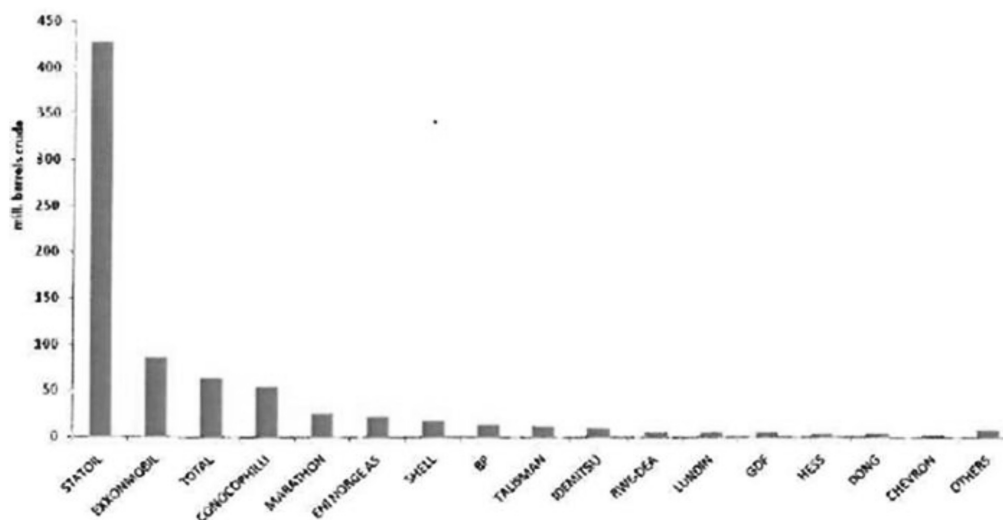


Gráfico. Vendedores de petróleo bruto norueguês em 2009. A categoria «Outros» engloba Altinex Oil, Bayerngas, Ruhrgas, Dana, Wintershall, Det Norske Oljeselskap, GNV, Revus Energy, Endeavour e EADS (Ministério do Petróleo e da Energia).

<sup>(32)</sup> Ver a carta do Governo norueguês ao Órgão de Fiscalização de 15 de fevereiro de 2013 (Documento n.º 663313, p. 25).



- (40) Em 2011, a produção total diária de petróleo à escala mundial elevou-se a 83,576 milhões de barris. Em 2011, a Noruega produziria, no total, 2,039 milhões de barris por dia, o que corresponde a 2,3% da produção mundial <sup>(33)</sup>.
- (41) Em 2011, o maior produtor de petróleo bruto na PCN era a Statoil. Outros produtores na PCN incluíam grandes empresas petrolíferas internacionais, como a ExxonMobil, a Total, a ConocoPhillips, a Marathon, a Shell, a BP e a Eni. Em 2011, nenhum destes operadores detinha uma quota do mercado mundial de produção de petróleo, superior a 3 % <sup>(34)</sup>. Por conseguinte, o grau de concentração do mercado relevante, considerado no seu conjunto, era reduzido.
- (42) Nas suas decisões adotadas ao abrigo da Diretiva 2004/17/CE, a Comissão Europeia considerou que o mercado de produção de petróleo à escala mundial se caracteriza por uma forte concorrência entre alguns operadores <sup>(35)</sup>. Nada indica que isso tenha mudado nos últimos anos.
- (43) À luz dos elementos supra, o Órgão de Fiscalização conclui que nada indica que o setor não funciona segundo as leis do mercado, pelo que o mercado de desenvolvimento e produção de petróleo se encontra diretamente exposto à concorrência na aceção da Diretiva 2004/17/CE.

### 6.3 Produção de gás natural

#### 6.3.1 Mercado relevante

- (44) A Comissão Europeia analisou o mercado de desenvolvimento, produção e venda grossista de gás ao abrigo do Regulamento das concentrações da UE <sup>(36)</sup> no âmbito de uma série de decisões, tendo considerado que há um único mercado de fornecimento de gás a montante (englobando também o desenvolvimento de jazigos e a produção de gás) para os clientes no EEE (isto é, gás produzido nos jazigos de gás e vendidos a clientes - incluindo os operadores históricos nacionais - no EEE) <sup>(37)</sup>.

#### GNL e gás distribuído por gasodutos

- (45) O gás natural pode ser transportado através uma rede de gasodutos a montante ou por navios sob a forma de gás

natural liquefeito («GNL»). As exportações de gás provenientes da Noruega elevaram-se, em 2012, a cerca de 112 mil milhões de metros cúbicos, dos quais 107 mil milhões de metros cúbicos foram transportados através de gasodutos e 5 mil milhões de metros cúbicos sob a forma de GNL <sup>(38)</sup>.

- (46) O Governo norueguês alega que os abastecimentos de GNL são substituíveis e concorrem diretamente com o gás transportado por gasoduto. Após a regaseificação, o GNL pode ser transportado mediante a rede de gasodutos de gás natural da mesma forma que o gás fornecido através de gasodutos a partir dos jazigos a montante. É apresentado o exemplo de Zeebrugge na Bélgica: uma vez transportado o gás por gasoduto desde a PCN até ao terminal e após a regaseificação do GNL no terminal de GNL de Zeebrugge, ambas as fontes de gás são plenamente substituíveis entre si. Embora não existam infraestruturas de regaseificação em todos os Estados do EEE, a capacidade de regaseificação tem vindo a aumentar de forma significativa nos últimos anos. A capacidade de regaseificação no EEE aproxima-se dos 200 mil milhões de metros cúbicos. Com a expansão da rede de gasodutos, o GNL tem vindo a ser disponibilizado a um número crescente de clientes no EEE.
- (47) A Comissão Europeia, em decisões recentes, deixou em aberto a questão de saber se o gás fornecido sob a forma de GNL deve ser diferenciado do abastecimento de gás por gasoduto <sup>(39)</sup>.
- (48) Para efeitos da presente decisão, o Órgão de Fiscalização considera que esta questão também pode ser deixada em aberto.

#### Gás de alto poder calorífico e o gás de baixo poder calorífico

- (49) A jusante, existem redes separadas para a distribuição de gás de alto poder calorífico (APC) e de gás de baixo poder calorífico (BPC) e os utilizadores finais estão ligados à rede mais adequada para o efeito. O gás APC pode ser convertido em gás BPC e vice-versa. Os produtores de gás noruegueses fornecem gás do tipo APC.
- (50) O Governo norueguês alega que o grau de substituíbilidade entre o gás APC e o gás BPC deve levar a concluir que estes produtos se inserem no mesmo mercado de fornecimento de gás a montante. Sustentou também que o fornecimento de gás BPC representa uma proporção relativamente pequena do abastecimento total de gás ao EEE, sendo equivalente a cerca de 10%.

<sup>(33)</sup> Ver as estatísticas da BP, p. 8.

<sup>(34)</sup> Cf. carta do Governo norueguês ao Órgão de Fiscalização de 15 de fevereiro de 2013 (Documento n.º 663313, p. 26).

<sup>(35)</sup> Ver Decisão de Execução da Comissão Europeia relativa à Dinamarca (ponto 16) (nota 18). Ver também a Decisão de Execução da Comissão relativa à Itália (ponto 16), a Decisão de Execução da Comissão, relativa à Inglaterra, Escócia e País de Gales (ponto 16), e Decisão de Execução da Comissão relativa à Holanda (ponto 12) (ver nota 18).

<sup>(36)</sup> Regulamento (CE) n.º 139/2004, de 20 de janeiro de 2004, relativo ao controlo das concentrações de empresas (Regulamento das concentrações comunitárias) (JO L 24 de 29.01.2004, p. 1). Incorporado no Acordo EEE no Anexo XIV, capítulo A, ponto 1, pela Decisão n.º 78/2004 (JO L 219 de 19.6.2004, p. 13 e Suplemento EEE n.º 32 de 19.6.2004, p. 1).

<sup>(37)</sup> Ver Processo n.º IV/M.4545 - STATOIL/HYDRO (ponto 9) (ver nota 18 acima).

<sup>(38)</sup> Ver a carta do Governo norueguês ao Órgão de Fiscalização de 15 de fevereiro de 2013 (Documento n.º 663313, p. 33).

<sup>(39)</sup> Ver a Decisão da Comissão Europeia, de 16 de maio de 2012, que declara uma concentração compatível com o mercado comum e com o Acordo EEE no processo COMP/M.6477 - BP/CHEVRON/ENI/SONANGOL/TOTAL/JV (ponto 19). Ver também o Processo n.º IV/M.4545 - STATOIL/HYDRO (ponto 12), a Decisão de Execução da Comissão relativa à Holanda (ponto 13) e a Decisão de Execução da Comissão relativa à Inglaterra, Escócia e País de Gales (ponto 15) (ver nota 18).

- (51) Para efeitos da presente decisão, o Órgão de Fiscalização considera que a questão de saber se deve ser estabelecida uma distinção entre o gás APC e o gás BPC pode ser deixada em aberto.

#### Conclusão sobre a definição do mercado do produto

- (52) Em relação à definição do mercado do produto, e para efeitos da presente decisão, o Órgão de Fiscalização considera que existe um único mercado de fornecimento de gás a montante (que inclui também o desenvolvimento e a produção de gás). A questão de saber se o gás APC ou o gás BPC se inserem no mesmo mercado do produto relevante não é pertinente para efeitos da presente decisão.

#### Âmbito geográfico

- (53) O Governo norueguês alega que as três diretivas relativas ao mercado do gás criaram um mercado de gás natural liberalizado e integrado no noroeste da Europa. A UE pretende assegurar a plena integração dos mercados até 2014. Dada a existência de um mercado interno único do gás, o Governo norueguês considera que não é pertinente considerar as quotas de mercado dos diferentes Estados do EEE. Uma vez transposta a fronteira do mercado interno europeu, o gás é fornecido livremente em função das necessidades, de acordo com a oferta e a procura.

- (54) Cerca de 70% das exportações de gás da PCN foram transportadas por gasodutos para terminais na Alemanha e no Reino Unido e o resto para terminais na Bélgica e em França. O gás transportado por gasodutos a partir da Noruega é vendido através da rede de gasodutos e de contratos «swap» a uma série de outros Estados do EEE (mais de dez, no total). Quanto à produção de GNL a partir da PCN, cerca de dois terços tem sido tradicionalmente vendida aos países do EEE. Isto significa que quase todo o gás norueguês é exportado para o EEE.

- (55) Além disso, o Governo norueguês sustenta que os adquirentes de gás no EEE dispõem de diversas fontes de abastecimento diferentes. Tal inclui tanto o gás da UE (normalmente da Dinamarca, da Holanda e do Reino Unido) ou de países vizinhos (normalmente a Rússia, a Argélia e a Líbia, para além da Noruega) ou ainda de países mais distantes (por exemplo, os países do Médio Oriente ou a Nigéria, sob a forma de GNL).

- (56) O Governo norueguês alega ainda que as plataformas de negociação, tanto no Reino Unido como no continente europeu, se caracterizam cada vez mais por uma maior liquidez e que a formação de preços nas diferentes plataformas revela um grau de integração considerável.

- (57) Em relação à definição do mercado geográfico, as anteriores decisões da Comissão Europeia ao abrigo do Regulamento das concentrações da UE concluíram que este

abrange provavelmente o EEE, bem como as importações de gás russo e argelino, mas deixaram em aberto a questão da delimitação exata do mercado geográfico. Na decisão relativa à operação de concentração entre a Statoil e a Hydro, a Comissão não considerou necessário decidir se a área geográfica relevante a ter em conta era: (i) o EEE; (ii) uma área constituída pelos países do EEE, em que é vendido o gás da PCN (diretamente através de gasodutos ou acordos «swaps»); ou (iii) os diferentes países individuais em que as partes vendem gás.<sup>(40)</sup> Independentemente da definição geográfica tida em conta, a concentração não suscitava preocupações de concorrência no mercado de fornecimento de gás a montante.

- (58) Para efeitos da presente decisão, e pelas razões que se seguem, o Órgão de Fiscalização considera que não é necessário delimitar o âmbito exato do mercado geográfico de gás natural. O Órgão de Fiscalização considera que o setor em causa está diretamente exposto à concorrência, seja qual for a delimitação razoavelmente definida para o mercado geográfico.

#### 6.3.2 Exposição direta à concorrência

- (59) Em caso de descoberta de gás natural (ou petróleo bruto), as empresas titulares de licenças que decidam desenvolver esse jazigo são obrigadas a submeter um Plano de Desenvolvimento e Exploração («PDE») à aprovação do Ministério Norueguês do Petróleo e da Energia. Os jazigos na PCN que produzem principalmente petróleo<sup>(41)</sup> e em relação aos quais foi apresentado e aprovado um PDE ao longo dos últimos anos são os seguintes:

Ano	Descrição (Nome do jazigo e licença)	Concedida a
2008	Yttergryta, PL062	Statoil Petroleum Total E&P Norge Petoro AS Eni Norge
2008	Troll redevelopment, PL054, PL085, PL085C	Petoro AS Statoil Petroleum Norske Shell Total E&P Norge ConocoPhillips
2009	Oselvar, PL274	DONG E&P Norge Bayerngas Norge Noreco Norway
2010	Trym, PL147	Bayerngas Norge DONG E&P Norge
2010	Gudrun, PL025	Statoil Petroleum GDF SUEZ E&P Norge

<sup>(40)</sup> Processo n.º IV/M.4545 - STATOIL/HYDRO, ponto 16 (nota 18).

<sup>(41)</sup> Como os jazigos contêm simultaneamente petróleo e gás, o quadro na presente Secção 6.3 contém os jazigos que produzem principalmente gás. Os jazigos que produzem principalmente petróleo são enumerados na Secção 6.2.

Ano	Descrição (Nome do jazigo e licença)	Concedida a
2010	Marulk, PL122	Statoil Petroleum DONG E&P Norge Eni Norge
2010	Gaupe, PL292	BG Norge Lundin Norway
2011	Valemon, PL050, PL050B, PL050C, PL050D, PL193B, PL193D	Statoil Petroleum Petoro AS Centrica Resources Norge Enterprise Oil Norge
2011	Visund, Sør, PL120	Statoil Petroleum Petoro AS ConocoPhillips Total E&P Norge
2012	Åsgard subsea compression	Petoro AS Statoil Petroleum Eni Norge Total E&P Norge ExxonMobil E&P Norway
2011	Atla, PL102C	Total E&P Norge Petoro AS Centrica Resources Norge Det norske oljesels- kap
2012	Martin Linge, PL040, PL043	Total E&P Norge Petoro AS Statoil Petroleum

(60) No total, foram aceites PDE para a produção de gás apresentados por 14 empresas durante o período de 2008-2012. No período de 2009-2011, foram aceites PDE relativos a três novos operadores<sup>(42)</sup>. Mais de 25 empresas na PCN exportam gás para o EEE<sup>(43)</sup>.

(61) Em 2011, a produção de gás na Noruega ascendeu a 101,4 mil milhões de metros cúbicos, representando 3,1% da produção mundial<sup>(44)</sup>. Mais de 95% da produção da PCN é exportada para o EEE através de gasodutos para seis terminais em quatro países (Reino Unido, Alemanha, Bélgica e França)<sup>(45)</sup>. Cerca de 1,4 mil milhões de metros cúbicos (menos de 2%) do gás produzido na PCN foi consumido a nível nacional na Noruega.

<sup>(42)</sup> Ver a carta do Governo norueguês ao Órgão de Fiscalização de 15 de fevereiro de 2013 (Documento n.º 663313, p. 28).

<sup>(43)</sup> Cf. notificação do Governo norueguês ao Órgão de Fiscalização de 5 de novembro de 2012 (Documento n.º 652027, p. 30).

<sup>(44)</sup> Ver as estatísticas da BP, p. 22.

<sup>(45)</sup> Terminais em: Dornum, Dunkerque, Easington, Emden, St Fergus e Zeebrugge (<http://www.gassco.no/wps/wcm/connect/Gassco-NO/Gassco/Home/norsk-gass/Transportsystemet>).

(62) Há uma série de empresas independentes que se consagram à produção de gás na PCN. Além disso, são também atribuídas licenças a novas empresas. As cinco maiores empresas de produção de gás na PCN, avaliadas em função do seu volume de produção anual, são a Petoro, a Statoil, a Exxon Mobil, a Total e a Shell. A Statoil é a maior empresa produtora de gás da PCN. A produção combinada das três maiores empresas produtoras de gás na PCN não excede 50%<sup>(46)</sup>.

(63) Os Estados-Membros da UE consomem cerca de 500 mil milhões de metros cúbicos de gás por ano. De acordo com a Eurogas<sup>(47)</sup>, em 2011, os fornecimentos de gás provenientes dos Estados-Membros da UE representaram 33% do abastecimento total líquido, seguido pela Rússia (24%), Noruega (19%)<sup>(48)</sup> e Argélia (9%), distribuído tanto por gasoduto, como sob a forma de GNL. Outras fontes de abastecimento provenientes de diferentes partes do mundo contribuíram com os restantes 15%.

(64) Todas as empresas titulares de licenças na PCN são responsáveis pela venda da sua própria produção de gás. Os produtores de gás na PCN celebraram contratos de venda com adquirentes numa série de Estados-Membros da UE. A proporção, em 2011, do consumo total de gás correspondente ao abastecimento assegurado pela Noruega, em cada um dos seis Estados-Membros da UE que importaram a maior parte do gás proveniente da PCN, foi a seguinte<sup>(49)</sup>:

Estado do EEE	% do consumo de gás fornecido pela Noruega
Reino Unido	35 %
Alemanha	32 %
Bélgica	34 %
Países Baixos	24 %
França	26 %
Itália	14 %

Consumo nacional de gás no EEE - IHS CERA

<sup>(46)</sup> Ver a carta do Governo norueguês ao Órgão de Fiscalização de 15 de fevereiro de 2013 (Documento n.º 663313, p. 28).

<sup>(47)</sup> Ver Relatório de Estatística da Eurogas de 2012, p. 1 ([http://www.eurogas.org/uploaded/Statistical%20-Report%202012\\_final\\_211112.pdf](http://www.eurogas.org/uploaded/Statistical%20-Report%202012_final_211112.pdf)).

<sup>(48)</sup> Depreende-se das informações apresentadas pelo Governo norueguês ao Órgão de Fiscalização que o volume pode ser um pouco maior. No entanto, isso é irrelevante para efeitos da presente decisão.

<sup>(49)</sup> As estatísticas quanto ao destino do gás natural norueguês ao EEE baseiam-se na nacionalidade da empresa adquirente.

- (65) A Statoil é o segundo maior fornecedor de gás ao EEE, após a Gazprom, representando aproximadamente 20% <sup>(50)</sup> do consumo total no EEE. Como se depreende do quadro supra, nos principais Estados do EEE destinatários do gás norueguês, os fornecedores da PCN enfrentam a concorrência de outras fontes de gás situadas noutras áreas geográficas. Consequentemente, os adquirentes grossistas nestes Estados do EEE dispõem de fontes alternativas ao abastecimento de gás a partir da PCN. Tal é igualmente ilustrado pelas estatísticas compiladas pela Eurogas (quadro infra) que demonstram que, para além do gás norueguês, os Estados-Membros da UE receberam fornecimentos de gás provenientes, entre outros, da sua própria produção nacional, da Rússia, da Argélia, do Qatar, bem como de outras fontes:

ABASTECIMENTO DE GÁS NATURAL NOS PAÍSES-MEMBROS DA EUROGAS E NA UE, 2011 <sup>(1)</sup>

TWh	Produção nacional	Rússia	Noruega	Argélia	Catar	Outras fontes (*)	Variações nas existências (**)	Outro saldos	Abastecimento total líquido	Variação percentual 2011 / 2010
Áustria	18,8	59,8	14,5	0,0	0,0	29,4	- 22,1	- 4,9	95,6	- 6 %
Bélgica	0,0	3,4	82,4	0,0	30,8	66,9	- 0,2	0,0	183,3	- 15 %
Bulgária	4,2	29,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	- 1,4	32,3	11 %
República Checa	1,4	63,3	12,2	0,0	0,0	23,2	- 10,0	- 4,6	85,5	- 10 %
Dinamarca	81,7	0,0	0,0	0,0	0,0	- 31,9	- 1,8	- 7,4	40,6	- 18 %
Estónia	0,0	6,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,5	- 10 %
Finlândia	0,0	43,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	43,4	- 12 %
França	6,5	72,6	182,9	66,7	37,4	135,0	- 22,4	- 1,5	477,2	- 13 %
Alemanha	137,3	336,9	303,1	0,0	0,0	110,2	- 22,8	0,0	864,7	- 11 %
Grécia	0,0	30,3	0,0	8,7	1,9	10,5	- 0,1	- 0,1	51,2	23 %
Hungria	32,5	72,6	0,0	0,0	0,0	5,6	14,0	- 0,6	124,2	- 6 %
Irlanda	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	51,1	0,0	0,0	53,2	- 12 %
Itália	88,5	247,1	38,6	242,8	65,7	149,0	- 8,2	0,9	824,4	- 6 %
Letónia	0,0	16,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,2	- 13 %
Lituânia	0,0	57,0	0,0	0,0	0,0	- 21,9	- 0,1	0,0	35,0	9 %
Luxemburgo	0,0	3,2	6,9	0,0	0,0	3,2	0,0	0,0	13,4	- 13 %
Países Baixos	746,7	44,0	129,0	0,9	3,7	- 481,6	0,0	15,8	458,3	- 10 %
Polónia	47,6	102,7	0,0	0,0	0,0	17,4	- 8,4	- 1,4	157,9	2 %
Portugal	0,0	0,0	0,0	21,6	0,0	36,9	0,0	0,0	58,5	0 %

<sup>(50)</sup> Este volume de vendas inclui as vendas da Statoil, em nome da *Petoro/SDFI*.



TWh	Produção nacional	Rússia	Noruega	Argélia	Catar	Outras fontes (*)	Variações nas existências (**)	Outro saldos	Abastecimento total líquido	Variação percentual 2011 / 2010
Roménia	117,0	34,2	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,4	0,0	150,8	3 %
Eslováquia	1,0	62,4	0,0	0,0	0,0	-5,7	0,2	-0,1	57,7	-3 %
Eslovénia	0,0	5,3	0,0	2,6	0,0	0,9	-0,1	0,1	8,8	-16 %
Espanha	1,9	0,0	13,9	147,4	51,5	160,4	-4,5	1,6	372,2	-7 %
Suécia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14,9	0,0	0,0	14,9	-20 %
Reino Unido	526,7	0,0	244,2	2,6	230,6	-76,7	-22,6	-0,1	904,7	-17 %
<b>UE</b>	<b>1 813,9</b>	<b>1 290,1</b>	<b>1 027,7</b>	<b>493,3</b>	<b>421,6</b>	<b>196,8</b>	<b>-109,2</b>	<b>-3,7</b>	<b>5 130,5</b>	<b>-10 %</b>
<b>Variação percentual 2011/10</b>	<b>-11 %</b>	<b>2 %</b>	<b>-3 %</b>	<b>-8 %</b>	<b>21 %</b>	<b>-45 %</b>	<b>-199 %</b>	<b>-78 %</b>	<b>-10 %</b>	
Suíça	0,0	7,6	7,3	0,0	0,0	19,6	0,0	0,0	34,5	-10 %
Turquia	8,1	270,3	0,0	44,2	0,0	144,7	0,0	2,4	469,7	18 %

(<sup>1</sup>) Este quadro é extraído do relatório de estatísticas da Eurogas de 2012, p. 6.

Unidades: terawatts hora (poder calorífico bruto).

Nota: Os dados correspondem às melhores estimativas disponíveis no momento da publicação.

(\*) Incluindo as exportações líquidas.

(\*\*) (-) Injeção / (+) Retirada.

(66) Os Estados-Membros da UE que recebem a maior proporção de gás proveniente da Noruega dispõem de fontes alternativas de abastecimento. Por exemplo:

— No Reino Unido, em que o gás proveniente da PCN representa aproximadamente 35%, a produção nacional de gás é significativa (embora tenha vindo a decrescer desde 2000) (<sup>51</sup>). As importações de GNL para o Reino Unido têm aumentado substancialmente nos últimos anos (<sup>52</sup>).

— Na Bélgica, em que o gás proveniente da PCN representa aproximadamente 34%, o GNL é objeto de regaseificação no terminal GNL de Zeebrugge, sendo passível de ser substituído pelo gás transportado por gasoduto.

(<sup>51</sup>) Compilação de estatísticas de energia do Reino Unido («DUKES») de 2012, Departamento da Energia e das Mudanças Climáticas, capítulo 4 consagrado ao gás natural ([https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/65800/5954-dukes-2012-chapter-4-gas.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/65800/5954-dukes-2012-chapter-4-gas.pdf)), p. 95.

(<sup>52</sup>) DUKES (ver nota 50), p. 95.

— Na Alemanha, em que o gás proveniente da PCN representa aproximadamente 32%, os dois gasodutos *Nord Stream* da Rússia, inaugurados em 2011 e 2012, respetivamente, asseguram uma nova fonte de fornecimento de gás a partir deste último país. O Governo norueguês é da opinião que a abertura desses gasodutos irá provavelmente intensificar a concorrência entre o gás norueguês e russo, dado aumentar a diversificação das fontes de abastecimento à Europa.

(67) Os adquirentes grossistas devem honrar os seus compromissos *take-or-pay* (aceitar ou pagar) nos termos dos contratos de vendas a longo prazo celebrados com os fornecedores de gás noruegueses. Uma vez honrados estes compromissos, são livres de optar por outras fontes de abastecimento, tais como o mercado à vista de gás transportado por gasoduto ou o mercado à vista de GNL ou podem ainda aumentar os volumes adquiridos ao abrigo dos contratos a longo prazo celebrados com outros fornecedores. Os contratos de venda mais recentes tendem a ter uma vigência mais curta. De acordo com os dados apresentados pelo Governo norueguês, o mercado à vista tem vindo a assumir uma importância crescente, com plataformas de negociação caracterizadas por uma maior liquidez, tanto no Reino Unido como no continente europeu. Além disso, na UE, a capacidade de regaseificação

mais do que duplicou nos últimos cinco anos. Em 2011, o GNL representou 25% das importações líquidas de gás na UE, repartidos pelos seguintes Estados-Membros da UE:

FORNECIMENTO DE GNL NOS PAÍSES-MEMBROS DA EURO-GAS E NA UE EM 2011 <sup>(1)</sup>

TWh	LNG Net-Imports	% Change 2011/2010
Belgium	49,8	- 19 %
France	163,9	5 %
Greece	13,5	5 %
Italy	94,2	- 2 %
Netherlands	9,5	
Portugal	34,7	7 %
Spain	257,2	- 18 %
United Kingdom	270,7	33 %
<b>EU</b>	<b>893,5</b>	<b>2 %</b>
Turkey	68,9	- 21 %

<sup>(1)</sup> Este quadro foi extraído do relatório de estatísticas da Eurogas de 2012, p. 7.

Unidades: terawatts-hora (poder calorífico bruto).

- (68) A pressão concorrencial no mercado de gás natural advém também da existência de produtos alternativos ao gás (como o carvão ou as energias renováveis).
- (69) Todos os grandes gasodutos que asseguram o transporte de gás da PCN para o continente europeu e para o Reino Unido são da propriedade da Gassled <sup>(53)</sup>. O acesso à rede de gasodutos a montante é gerido pela Gassco AS, uma sociedade da propriedade a 100 % do Estado norueguês. A Gassco AS não possui qualquer participação ou capacidade na rede de gasodutos a montante e atua de forma independente quando faculta o acesso à capacidade livre. O sistema de transporte de gás é neutro em relação a todos os operadores que devem transportar gás natural. As empresas produtoras e os utilizadores qualificados têm o direito de aceder ao sistema em condições não discriminatórias, transparentes e objetivas. Os utilizadores podem aceder à capacidade do sistema em função das suas necessidades <sup>(54)</sup>. Deste modo, os operadores de gás atuais e novos na PCN beneficiam do acesso à rede de gasodutos a montante e fornecem gás aos clientes em concorrência com outros operadores na PCN.

<sup>(53)</sup> A Gassled é uma empresa comum não constituída em sociedade que se rege pelo direito norueguês. Os proprietários da Gassled possuem uma fração indivisível, correspondente à respetiva participação no que se refere a todos os direitos e obrigações da empresa comum (ver notificação do Governo norueguês ao Órgão de Fiscalização de 5 de novembro de 2012 - documento n.º 652027, p. 7-8).

<sup>(54)</sup> Consultar o Livro Branco intitulado *Uma indústria para o futuro - as atividades petrolíferas na Noruega* (Meld. St 28 (2010-2011) Relatório ao Parlamento norueguês (Storting), p. 68.

- (70) À luz dos elementos supra, o Órgão de Fiscalização considera que nada indica que o setor não funciona segundo as leis do mercado, pelo que a produção de gás natural na PCN está diretamente exposta à concorrência, na aceção da Diretiva 2004/17/CE.

### III. CONCLUSÃO

- (71) O Órgão de Fiscalização considera que as seguintes atividades na Noruega e, em particular, na plataforma continental norueguesa estão diretamente expostas à concorrência, na aceção do artigo 30.º, n.º 1, da Diretiva 2004/17/CE:

- (a) Prospeção de petróleo bruto e de gás natural;
- (b) Produção de petróleo bruto; e
- (c) Produção de gás natural.

- (72) Uma vez que se considera preenchida a condição quanto ao acesso ilimitado ao mercado, a Diretiva 2004/17/CE não deve ser aplicada quando as entidades adjudicantes atribuem contratos destinados a assegurar a realização dos serviços referidos nas alíneas a), b) e c) dos pontos 2 e 71 da presente decisão, na Noruega e, nomeadamente, na plataforma continental norueguesa.

- (73) A presente decisão baseia-se na situação jurídica e de facto existente em março de 2013, tal como resultante das informações apresentadas pelo Governo norueguês. Pode ser revista se, na sequência de alterações significativas à situação jurídica ou de facto, deixarem de ser preenchidas as condições de aplicabilidade do artigo 30.º, n.º 1, da Diretiva 2004/17/CE.

ADOTOU A PRESENTE DECISÃO:

#### Artigo 1.º

O ato referido no ponto 4 do Anexo XVI ao Acordo sobre o Espaço Económico Europeu, que estabelece os processos de adjudicação de contratos públicos no setor dos serviços públicos (Diretiva 2004/17/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 31 de março 2004, relativa à coordenação dos processos de adjudicação de contratos nos setores da água, da energia, dos transportes e dos serviços postais) não se aplica aos contratos concedidos pelas entidades adjudicantes e que visam permitir a realização dos seguintes serviços na Noruega e, nomeadamente, na Plataforma Continental Norueguesa:

- (a) Prospeção de petróleo e gás natural;
- (b) Produção de petróleo bruto; e
- (c) Produção de gás natural.

*Artigo 2.º*

O destinatário da presente decisão é o Reino da Noruega.

Feito em Bruxelas, em 30 de abril de 2013.

*Pelo Órgão de Fiscalização da EFTA*

Sverrir Haukur GUNNLAUGSSON  
*Membro Colégio*

Markus SCHNEIDER  
*Diretor Interino*

---