

## III

(Alte acte)

## SPAȚIUL ECONOMIC EUROPEAN

## DECIZIA AUTORITĂȚII AELS DE SUPRAVEGHERE

NR. 178/13/COL

din 30 aprilie 2013

**de derogare, în ceea ce privește explorarea și extracția de țiței și gaze naturale pe platforma continentală norvegiană, de la aplicarea Directivei 2004/17/CE a Parlamentului European și a Consiliului de coordonare a procedurilor de atribuire a contractelor de achiziții în sectoarele apei, energiei, transporturilor și serviciilor poștale (Norvegia)**

AUTORITATEA AELS DE SUPRAVEGHERE („AUTORITATEA”),

AVÂND ÎN VEDERE Acordul privind Spațiul Economic European („Acordul privind SEE”),

AVÂND ÎN VEDERE actul menționat la punctul 4 din anexa XVI la Acordul privind SEE de stabilire a procedurilor de atribuire a contractelor de achiziții publice în sectorul utilităților publice (Directiva 2004/17/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 31 martie 2004 de coordonare a procedurilor de atribuire a contractelor de achiziții în sectoarele apei, energiei, transporturilor și serviciilor poștale) („Directiva 2004/17/CE”), în special articolul 30 alineatele (1), (4) și (6),

AVÂND ÎN VEDERE Acordul între statele AELS privind instituirea unei Autorități de Supraveghere și a unei Curți de Justiție („Acordul privind Autoritatea de Supraveghere și Curtea de Justiție”), în special articolele 1 și 3 din Protocolul 1 la acesta,

AVÂND ÎN VEDERE Decizia Autorității din 19 aprilie 2012 de autorizare a membrului însărcinat cu achizițiile publice să adopte anumite decizii în domeniul achizițiilor publice (Decizia nr. 136/12/COL),

DUPĂ consultarea Comitetului AELS privind achizițiile publice,

întrucât:

## I. DATE FACTUALE

## 1 PROCEDURA

(1) Prin scrisoarea din 5 noiembrie 2012 <sup>(1)</sup> și în urma discuțiilor din faza de prenotificare, Autoritatea a primit

<sup>(1)</sup> Primită de către Autoritate la 6 noiembrie 2012 (documentul nr. 652027).

o cerere din partea guvernului norvegian de a adopta o decizie de stabilire a aplicabilității articolului 30 alineatul (1) din Directiva 2004/17/CE în cazul activităților petroliere desfășurate pe platforma continentală norvegiană („PCN”). În scrisoarea sa din 25 ianuarie 2013, Autoritatea a transmis guvernului norvegian o solicitare de a prezenta informații suplimentare <sup>(2)</sup>. Guvernul norvegian a transmis răspunsul său către Autoritate prin scrisoarea din 15 februarie 2013 <sup>(3)</sup>. Notificarea și răspunsul guvernului norvegian au fost discutate în cadrul unei teleconferințe la 4 martie 2013 <sup>(4)</sup>. Prin scrisorile Autorității din 22 martie 2013, Comitetul AELS privind achizițiile publice a fost consultat și invitat să își comunice punctul de vedere prin procedură scrisă <sup>(5)</sup>. În urma numărării voturilor de către membrii săi, Comitetul AELS privind achizițiile publice a emis, la 16 aprilie 2013, un aviz pozitiv cu privire la proiectul de decizie a Autorității <sup>(6)</sup>.

(2) Cererea guvernului norvegian se referă la explorarea și extracția de țiței și gaze naturale pe platforma continentală norvegiană, inclusiv exploatare (respectiv înființarea unei infrastructuri adecvate pentru producția viitoare, de exemplu platforme de producție, conducte, terminale etc.). În cererea sa, guvernul norvegian a descris trei activități:

(a) explorarea țițeiului și a gazelor naturale;

(b) extracția de țiței; și

(c) extracția de gaze naturale.

<sup>(2)</sup> Documentul nr. 657306.

<sup>(3)</sup> Primită de către Autoritate la 19 februarie 2013 (documentul nr. 663304).

<sup>(4)</sup> Documentul nr. 665288.

<sup>(5)</sup> Documentul nr. 666730, documentul nr. 666722 și documentul nr. 666680.

<sup>(6)</sup> Documentul nr. 669171.

## 2 CADRUL JURIDIC

- (3) Intenția care stă la baza articolului 30 alineatul (1) din Directiva 2004/17/CE este aceea de a permite o exceptare de la cerințele normelor privind achizițiile publice în situația în care participanții de pe o piață își desfășoară activitatea într-un mod competitiv. Articolul 30 alineatul (1) din directivă prevede următoarele:

„Contractele destinate să permită desfășurarea unei activități menționate la articolele 3-7 nu fac obiectul prezentei directive în cazul în care, în statul membru în care se desfășoară, activitatea este expusă direct concurenței pe piețe la care accesul nu este restricționat.”

- (4) Articolul 30 alineatul (1) din directivă stabilește două cerințe care trebuie să fie îndeplinite amândouă pentru ca Autoritatea să poată adopta o decizie pozitivă în ceea ce privește o cerere de exceptare în temeiul articolului 30 alineatul (4), luând în considerare articolul 30 alineatul (6) din directivă.
- (5) Prima cerință a articolului 30 alineatul (1) din Directiva 2004/17/CE prevede că activitatea trebuie să aibă loc pe o piață la care accesul nu este restricționat. Articolul 30 alineatul (3) din directivă prevede că „accesul la o piață se consideră nerestricționat în cazul în care statul membru a pus în aplicare și a aplicat dispozițiile legislației comunitare menționate la anexa XI”. Anexa XI la directivă cuprinde o listă de mai multe directive.
- (6) Una dintre directivele enumerate în anexa XI este Directiva 94/22/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 30 mai 1994 privind condițiile de acordare și folosire a autorizațiilor de prospectare, explorare și extracție a hidrocarburilor<sup>(7)</sup>, care a fost încorporată în legislația în 1995 și este menționată la punctul 12 din anexa IV la Acordul privind SEE.
- (7) De asemenea, printre directivele menționate în anexa XI se numără și Directiva 98/30/CE. Aceasta a fost înlocuită de Directiva 2003/55/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 26 iunie 2003 privind normele comune pentru piața internă în sectorul gazelor naturale și de abrogare a Directivei 98/30/CE. Acesta din urmă a fost încorporată în legislația SEE în anul 2005 și este menționată la punctul 23 din anexa IV la Acordul privind SEE<sup>(8)</sup>.

(7) JO L 164, 30.6.1994, p. 3 și JO L 79, 29.3.1996, p. 30 și încorporată în Acordul SEE prin Decizia Comitetului mixt nr. 19/95 (JO L 158, 8.7.1995, p. 40 și Suplimentul SEE nr. 25 din 8.7.1995, p. 1 („Directiva privind acordarea de licențe”).

(8) JO L 176, 15.7.2003, p. 57, astfel cum a fost corectată prin JO L 16, 23.1.2004, p. 74 și încorporată în Acordul privind SEE prin Decizia Comitetului mixt nr. 146/2005 (JO L 53, 23.2.2006, p. 43 și Suplimentul SEE nr. 10 din 23.2.2006, p. 17) („Directiva privind gazele naturale”). Această directivă a fost înlocuită de Directiva 2009/73/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă în sectorul gazelor naturale și de abrogare a Directivei 2003/55/CE (JO L 211, 14.8.2009, p. 94), dar aceasta din urmă nu a fost încă încorporată în legislația SEE.

- (8) În consecință, accesul la piață poate fi considerat nerestricționat dacă statul norvegian a pus în aplicare și a aplicat în mod corect actele menționate la punctele 12 și 23 din anexa IV la Acordul privind SEE, care corespund Directivei 94/22/CE, respectiv Directivei 2003/55/CE<sup>(9)</sup>.
- (9) Cea de a doua cerință a articolului 30 alineatul (1) din Directiva 2004/17/CE prevede ca activitatea să fie expusă direct concurenței în statul AELS în care se desfășoară. Pentru a constata dacă o activitate este expusă direct concurenței, trebuie să se facă referire la „criterii conforme cu dispozițiile Tratatului CE privind concurența, cum ar fi caracteristici ale bunurilor sau serviciilor respective, existența de bunuri sau servicii alternative, prețurile și prezența, reală sau potențială, a mai mult de un furnizor al bunurilor sau serviciilor respective”<sup>(10)</sup>.
- (10) Expunerea directă la concurență trebuie evaluată pe baza a diverși indicatori, niciunul dintre aceștia nefiind, în sine, decisiv. În ceea ce privește piețele vizate de prezenta decizie, cota principalilor operatori de pe o anumită piață constituie un criteriu care trebuie luat în considerare. Un alt criteriu este gradul de concentrare de pe piețele respective<sup>(11)</sup>. Expunerea directă la concurență este evaluată pe baza unor criterii obiective, ținând seama de caracteristicile specifice ale sectorului în cauză. Întrucât condițiile variază pentru diferitele activități care fac obiectul prezentei decizii, pentru fiecare activitate sau piață relevantă se efectuează o evaluare separată.
- (11) Prezenta decizie a fost adoptată exclusiv în scopul acordării unei derogări în temeiul articolului 30 din Directiva 2004/17/CE și nu aduce atingere aplicării normelor privind concurența.

## 3 SISTEMUL NORVEGIAN DE ACORDARE A LICENȚELOR

- (12) Legea norvegiană a petrolului<sup>(12)</sup> prevede temeiul juridic care stă la baza sistemului de acordare a licențelor pentru activitățile petroliere desfășurate pe platforma continentală norvegiană. Legea petrolului și regulamentele din sectorul petrolier reglementează procesul de acordare a licențelor pentru explorarea și extracția

(9) A se vedea secțiunea 5 de mai jos.

(10) Articolul 30 alineatul (2) din Directiva 2004/17/CE.

(11) A se vedea și Decizia Autorității din 22 mai 2012 de derogare, în ceea ce privește activitățile de extracție și de vânzare angro a energiei electrice în Norvegia, de la aplicarea Directivei 2004/17/CE a Parlamentului European și a Consiliului de coordonare a procedurilor de atribuire a contractelor de achiziții în sectoarele apei, energiei, transporturilor și serviciilor poștale (Decizia nr. 189/12/COL, JO L 287, 18.10.2012, p. 21 și Suplimentul SEE nr. 58, 18.10.2012, p. 14).

(12) Legea nr. 72 din 19 noiembrie 1996 privind activitățile petroliere (<http://www.npd.no/en/Regulations/-Acts/Petroleum-activities-act/>). Directiva 94/22/CE privind condițiile de acordare și folosire a autorizațiilor de prospectare, explorare și extracție a hidrocarburilor a fost pusă în aplicare prin Legea norvegiană a petrolului de la 1 septembrie 1995, precum și prin regulamentele de aplicare a Legii petrolului (Regulamentul norvegian nr. 653 din 27 iunie 1997) (<http://www.npd.no/en/Regulations/Regulations/Petroleum-activities/>).

țițeiului și a gazelor naturale pe platforma continentală norvegiană. Ministerul Petrolului și Energiei din Norvegia anunță blocurile pentru care companiile interesate pot depune cereri pentru acordarea de licențe. Licențele de extracție sunt acordate de regele Norvegiei, în cadrul Consiliului de Stat. Acordarea unei licențe de extracție se face în baza unor criterii factuale și obiective<sup>(13)</sup>. În mod normal, o licență de extracție va fi acordată unui grup de companii, dintre care una singură este numită drept operator responsabil cu gestionarea curentă a licenței.

- (13) În Norvegia există două tipuri de runde de atribuire a licențelor: (i) runde de atribuire a licențelor care vizează zonele imature aflate pe platforma continentală norvegiană (runde numerotate) și (ii) atribuirii pentru zonele prestabilite (runde AZP), care vizează zonele mature. Cele două tipuri de runde de atribuire a licențelor sunt identice, cu excepția modului în care se inițiază. Rundele de atribuire a licențelor de tip AZP se desfășoară în fiecare an și vizează acea suprafață a platformei continentale norvegiene care este considerată a fi matură (respectiv zonele ale căror caracteristici geologice sunt bine cunoscute)<sup>(14)</sup>. Rundele numerotate de atribuire a licențelor se efectuează (în medie) o dată la doi ani, vizând zonele imature (respectiv zonele a căror geologie este puțin cunoscută)<sup>(15)</sup>. Rundele numerotate de atribuire a licențelor se inițiază de către Ministerul

Petrolului și Energiei din Norvegia, care invită societățile active pe platforma continentală norvegiană să desemneze zonele (blocurile) pe care le doresc a fi incluse în următoarea rundă de atribuire a licențelor. Temeiurile juridice (legi, regulamente, documente de atribuire a licențelor) care reglementează cele două tipuri de runde de atribuire a licențelor sunt identice. Guvernul norvegian a informat Autoritatea că activitățile de explorare efectuate în cadrul celor două tipuri de runde de atribuire a licențelor sunt, de asemenea, identice.

- (14) În cadrul rundelor de atribuire a licențelor, întreprinderile petroliere calificate solicită licențe de extracție, mai precis dreptul exclusiv de a efectua activități petroliere pe platforma continentală norvegiană. Conform definiției prevăzute în secțiunea 1-6 litera (c) din Legea norvegiană a petrolului, activitățile petroliere includ „toate activitățile desfășurate în legătură cu zăcămintele submarine de petrol, inclusiv explorarea, forajul de explorare, extracția, transportul, utilizarea și dezafectarea, precum și planificarea acestor activități, dar fără a include, totuși, transportul petrolului în vrac cu ajutorul navelor”. În consecință, în cadrul rundelor de atribuire a licențelor, societățile solicită dreptul exclusiv de explorare și extracție a țițeiului și a gazelor naturale care pot fi descoperite în zona vizată de licența de extracție.

<sup>(13)</sup> A se vedea secțiunile 3-3 și 3-5 din Legea norvegiană a petrolului și secțiunea 10 din Regulamentul norvegian privind sectorul petrolier.

<sup>(14)</sup> Criteriile pentru zonele mature sunt descrise în cartea albă a Parlamentului norvegian *O industrie pentru viitor — Activitățile petroliere ale Norvegiei* [Meld. St. 28 (2010-2011) Raport adresat Parlamentului norvegian (Storting), p. 88]. Pentru extinderea zonei AZP s-au aplicat următoarele criterii: (i) zone apropiate infrastructurii (care includ atât infrastructura existentă, cât și pe cea planificată, cu resurse potențiale în zonele considerate a fi prioritare); (ii) zone explorate anterior (care includ zone care au fost anterior atribuite și abandonate, zone cu structuri geologice cunoscute și zone situate între zonele atribuite și cele abandonate); și (iii) zone învecinate cu zonele prestabilite existente, dar care nu au fost solicitate în rundele numerotate de atribuire a licențelor (a se vedea <http://www.regjeringen.no/en/dep/oed/press-center/press-releases/2013/apa-2013-acreage-announcement.html?id=714569>). De la instituirea sistemului AZP în 2003 s-au acordat în total 324 de licențe de extracție și au fost efectuate 32 de descoperiri de resurse [Meld. St. 28 (2010-2011) Raport adresat Parlamentului norvegian (Storting), p. 86-87].

<sup>(15)</sup> Rundele numerotate de atribuire a licențelor vizează zone a căror geologie este puțin cunoscută și în care este oportună o explorare progresivă. Zonele au fost atribuite prin intermediul a 21 de runde numerotate de atribuire a licențelor, licențele din runda cu numărul 21 fiind atribuite în primăvara anului 2011 {cartea albă *O industrie pentru viitor - Activitățile petroliere ale Norvegiei* [Meld. St. 28 (2010-2011) Raport adresat Parlamentului norvegian (Storting), p. 21]}. Rundele numerotate de atribuire a licențelor includ în principal zonele de frontieră aflate pe platforma continentală norvegiană, în care potențialul pentru descoperiri de resurse mari este foarte ridicat. A 22-a rundă de atribuire a licențelor a fost inițiată la 2 noiembrie 2011, atribuirea de noi licențe de extracție fiind planificată pentru primăvara anului 2013 (<http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/-pressesenter/pressemeldinger/2011/initiates-22nd-licensing-round.html?id=661990>). A se vedea și publicația Ministerului Petrolului și Energiei din Norvegia în colaborare cu Direcția norvegiană de petrol - *Date factuale 2012 - Sectorul petrolier norvegian*, capitolul 5, *Activitatea de explorare*, p. 30 și următoarele (<http://www.npd.no/en/Publications/Facts/Facts-2012/Chapter-5/>).

- (15) Atunci când descoperă țiței și/sau gaze naturale, titularii licențelor au obligația, în cazul în care decid să exploateze terenul, de a prezenta Ministerului Petrolului și Energiei din Norvegia, spre aprobare, un plan de dezvoltare și exploatare („PDE”) a terenului<sup>(16)</sup>. Aprobarea PDE conferă titularilor de licențe dreptul exclusiv de a începe exploatarea și, ulterior, extracția. Petrolul extras devine proprietatea titularului licenței.

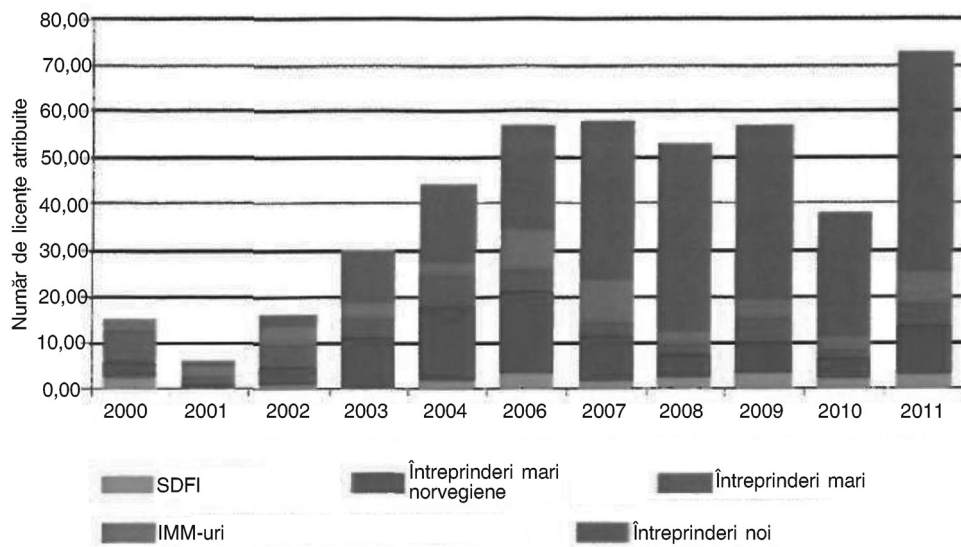
- (16) Întreprinderile care dețin licențe de exploatare pe platforma continentală norvegiană acoperă o gamă largă, de la companii petroliere internaționale importante la întreprinderi petroliere foarte mici, multe dintre acestea fiind intrate recent pe platforma continentală norvegiană, aproximativ în ultimii 10 ani.

- (17) Tabelele de mai jos, prezentate de guvernul norvegian, prezintă activitățile desfășurate pe platforma continentală norvegiană în funcție de noile licențe de extracție atribuite, suprafața atribuită și numărul de companii prezente pe platforma continentală norvegiană<sup>(17)</sup>.

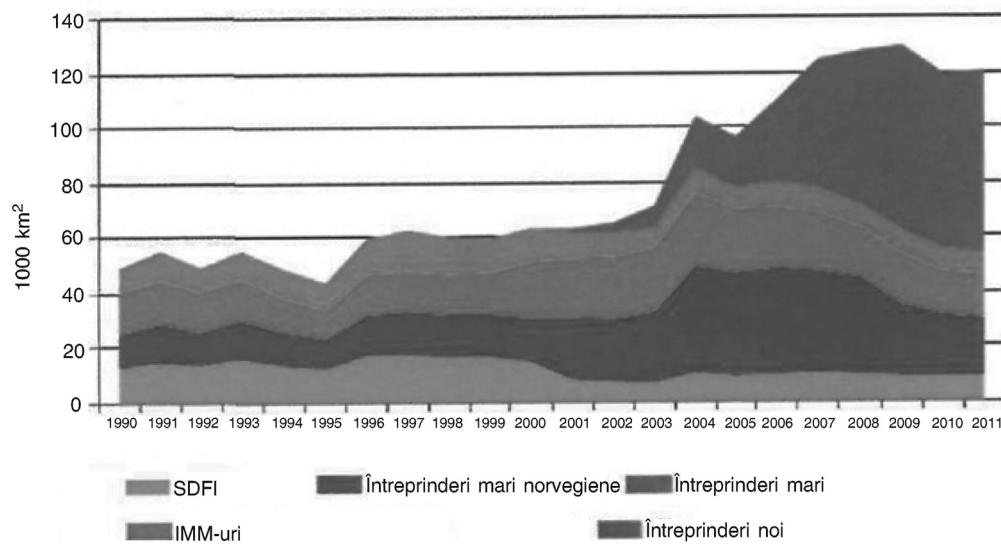
<sup>(16)</sup> A se vedea secțiunea 4-2 din Legea norvegiană a petrolului.

<sup>(17)</sup> În primele două tabele, SDFI reprezintă interesele financiare directe ale statului norvegian. Statul norvegian deține numeroase licențe pentru petrol și gaze de pe platforma continentală norvegiană prin intermediul SDFI. Portofoliul SDFI este administrat de compania de stat Petoro AS ([www.petoro.no](http://www.petoro.no)).

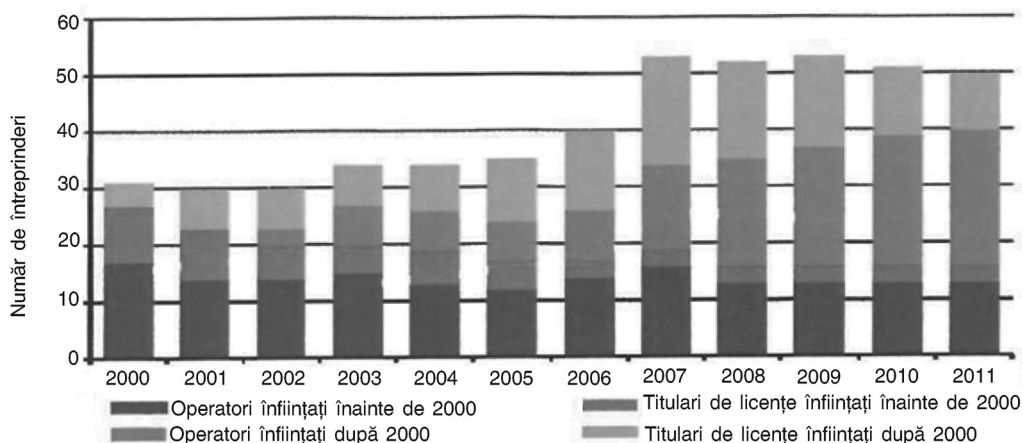
## Noi licențe atribuite:



## Suprafața atribuită:



Numărul companiilor prezente pe platforma continentală norvegiană:



## II. EVALUARE

### 4 ACTIVITĂȚILE CARE FAC OBIECTUL PREZENTEI DECIZII

- (18) Solicitarea guvernului norvegian de acordare a unei derogări în temeiul articolului 30 din Directiva 2004/17/CE se referă la trei activități distincte desfășurate pe platforma continentală norvegiană: (a) explorarea țițeiului și a gazelor naturale; (b) extracția țițeiului; și (c) extracția gazelor naturale. Autoritatea a analizat cele trei activități separat <sup>(18)</sup>.
- (19) În sensul prezentei decizii, „extracția” va include și „exploatarea” (și anume, instalarea infrastructurii adecvate pentru extracție, cum ar fi platforme petroliere, conducte, terminale etc.). Transportul gazelor naturale de la platforma continentală norvegiană către piața de destinație prin rețeaua de gazoducte din amonte nu face obiectul prezentei decizii.

### 5 ACCESUL LA PIAȚĂ (PIEȚE)

- (20) Directiva 94/22/CE (Directiva privind acordarea de licențe) a fost încorporată la punctul 12 din anexa IV la Acordul privind SEE prin Decizia nr. 19/1995 a Comitetului mixt, intrată în vigoare la 1 septembrie 1995.

<sup>(18)</sup> Aceasta este în spiritul practicii Comisiei Europene privind deciziile de concentrare și deciziile sale de acordare a unei derogări în temeiul articolului 30 din Directiva 2004/17/CE. A se vedea, în special, Decizia Comisiei Europene din 29 septembrie 1999 de declarare a unei concentrări ca fiind compatibilă cu piața comună și cu Acordul privind SEE (cazul nr. IV/M.1383 - Exxon/Mobil); Decizia Comisiei din 29 septembrie 1999 de declarare a unei concentrări ca fiind compatibilă cu piața comună și cu Acordul privind SEE (cazul nr. IV/M.1532 - BP Amoco/Arco); Decizia Comisiei din 5 iulie 1999 de declarare a unei concentrări ca fiind compatibilă cu piața comună și cu Acordul privind SEE (COMP/M.1573 - Norsk Hydro/Saga); Decizia Comisiei din 3 mai 2007 de declarare a unei concentrări ca fiind compatibilă cu piața comună și cu Acordul privind SEE (cazul nr. IV/M.4545 - STATOIL/HYDRO); Decizia Comisiei din 19 noiembrie 2007 de declarare a unei concentrări ca fiind compatibilă cu piața comună (cazul nr. COMP/M.4934 - KAZMUNAIGAZ/ROMPETROL) și Decizia Comisiei din 21 august 2009 de declarare a unei concentrări ca fiind compatibilă cu piața comună (cazul nr. COMP/M.5585 - Centrica/Venture production). A se vedea, de asemenea, Decizia Comisiei de punere în aplicare din 28 iulie 2011 de acordare a unei derogări pentru activitățile de explorare a petrolului și gazelor și de exploatare a petrolului în Danemarca, excluzând Groenlanda și Insulele Feroe, de la aplicarea Directivei 2004/17/CE (JO L 197, 29.7.2011, p. 20); Decizia Comisiei de punere în aplicare din 24 iunie 2011 de acordare a unei derogări, pentru activitățile de explorare a petrolului și gazelor și de exploatare a petrolului în Italia, de la aplicarea Directivei 2004/17/CE a Parlamentului European și a Consiliului de coordonare a procedurilor de atribuire a contractelor de achiziții în sectoarele apei, energiei, transporturilor și serviciilor poștale (JO L 166, 25.6.2011, p. 28); Decizia Comisiei de punere în aplicare din 29 martie 2010 de acordare a unei derogări, pentru activitățile de explorare și exploatare a petrolului și gazelor în Anglia, Scoția și Țara Galilor, de la aplicarea Directivei 2004/17/CE a Parlamentului European și a Consiliului de coordonare a procedurilor de atribuire a contractelor de achiziții în sectoarele apei, energiei, transporturilor și serviciilor poștale (JO L 84, 31.3.2010, p. 52) și Decizia Comisiei de acordare a unei derogări pentru activitățile de explorare și de exploatare a petrolului și gazelor din Țările de Jos de la aplicarea Directivei 2004/17/CE a Parlamentului European și a Consiliului de coordonare a procedurilor de atribuire a contractelor de achiziții în sectoarele apei, energiei, transporturilor și serviciilor poștale (JO L 181, 14.7.2009, p. 53).

- (21) La 18 martie 1996, guvernul norvegian a notificat Autoritatea cu privire la transpunerea prezentei directive. Autoritatea a efectuat o evaluare a conformității, după care Norvegia a adus o serie de modificări la legislația proprie. După efectuarea acestor modificări, Autoritatea a apreciat că Norvegia a pus în aplicare în mod corespunzător Directiva privind acordarea de licențe.
- (22) Directiva 2003/55/CE (directiva privind gazele naturale) a fost încorporată Acordului privind SEE la punctul 23, prin Decizia Comitetului mixt nr. 146/2005/CE la 2 decembrie 2005. Directiva a intrat în vigoare pentru statele AELS și SEE la 1 iunie 2007.
- (23) Guvernul norvegian a notificat punerea în aplicare parțială a directivei privind gazele naturale la 4 iunie 2007, și aplicarea deplină la 19 februarie 2008. Autoritatea a efectuat și în cazul acestei directive o evaluare a conformității. În urma modificărilor aduse legislației naționale norvegiene, Autoritatea a apreciat că Norvegia a pus în aplicare în mod corespunzător directiva privind gazele naturale.
- (24) Având în vedere informațiile prezentate în această secțiune și în sensul prezentei decizii, reiese că statul norvegian a pus în aplicare și a aplicat în mod corect actele menționate la punctele 12 și 23 din anexa IV la Acordul privind SEE, care corespund Directivei 94/22/CE, respectiv Directivei 2003/55/CE.
- (25) În consecință și în conformitate cu primul paragraf din articolul 30 alineatul (3) din Directiva 2004/17/CE, accesul la piață nu ar trebui să fie considerat ca fiind limitat la teritoriul Norvegiei, inclusiv la platforma continentală norvegiană.

## 6 EXPUNEREA LA CONCURENȚĂ

- (26) După cum s-a explicat mai sus, Autoritatea apreciază că este necesar să se analizeze dacă sectoarele în cauză sunt expuse în mod concurenței. În acest scop, Autoritatea a examinat dovezile furnizate de guvernul norvegian, complete, după caz, cu informații publice disponibile.

### 6.1 Explorarea țițeiului și a gazelor naturale

#### 6.1.1 Piața relevantă

- (27) Explorarea țițeiului și a gazelor naturale constă în identificarea de noi rezerve de hidrocarburi. Producția se referă și la crearea unor infrastructuri adecvate pentru extracția și exploatarea resurselor. Explorarea țițeiului și a gazelor naturale constituie o piață de producție relevantă, distinctă față de piețele dedicate extracției de țiței și gaze naturale. Această definiție are în vedere imposibilitatea de a se stabili de la început dacă activitățile de explorare vor avea drept rezultat descoperirea de țiței sau de gaze naturale. Guvernul norvegian a confirmat

că acest lucru se aplică atât în cazul rundelor numerotate, cât și al rundelor AZP de atribuire a licențelor. De asemenea, această definiție a pieței corespunde practicii Comisiei Europene <sup>(19)</sup>.

- (28) Explorarea zonelor mature și imature se realizează de către același tip de întreprinderi, iar activitățile se bazează pe același tip de tehnologie (indiferent de tipul de rundă de acordare a licențelor). Chiar dacă în cadrul rundelor AZP de atribuire a licențelor caracteristicile geologice ale zonelor vizate sunt mai bine cunoscute, întreprinderile petroliere nu cunosc cu exactitate dacă există țiței sau dacă, în eventualitatea descoperirii unui astfel de zăcămint, acesta conține țiței, gaze naturale sau ambele. Prin urmare, Autoritatea consideră că piața relevantă este explorarea țițeiului și a gazelor naturale, care include activități de explorare desfășurate atât în cadrul rundelor numerotate, cât și al rundelor AZP de atribuire a licențelor.
- (29) Companiile implicate în activități de explorare nu au tendința de a-și limita activitățile la o anumită zonă geografică. Majoritatea sunt prezente mai degrabă la nivel global. Comisia Europeană a susținut în mod constant în deciziile sale că sfera geografică a pieței explorării este una mondială <sup>(20)</sup>. Guvernul norvegian este de acord cu definiția dată de Comisie pieței geografice. Autoritatea constată că piața geografică relevantă este mondială.

#### 6.1.2 Expunerea directă la concurență

- (30) În perioada 2011-2013, aproximativ 50 de întreprinderi au devenit titulari de licențe de extracție și, în consecință, participă la activități de explorare pe platforma continentală norvegiană <sup>(21)</sup>.
- (31) Cotele de piață ale operatorilor care desfășoară activități de explorare se măsoară, de obicei, prin referire la două variabile: rezervele demonstrate și producția estimată <sup>(22)</sup>.
- (32) La nivel mondial, rezervele demonstrate de petrol în 2011 s-au ridicat la 1 652,6 miliarde de barili, iar cifra corespunzătoare pentru gaze naturale a fost de 208,4 mii

<sup>(19)</sup> A se vedea Decizia Comisiei Europene din 23 ianuarie 2003 privind declararea unei concentrări ca fiind compatibilă cu piața comună (cazul nr. COMP/M.3052 - ENI/FORTUM GAS), cazul nr. IV/M.1383 - Exxon/Mobil și Deciziile de punere în aplicare ale Comisiei Europene privind Danemarca, Italia, Anglia, Țara Galilor, Scoția și Țările de Jos (a se vedea nota de subsol 18 de mai sus).

<sup>(20)</sup> A se vedea, de exemplu, cazul nr. COMP/M.3052 - ENI/FORTUM GAS (punctul 13) și cazul nr. COMP/M.4545 - STATOIL/HYDRO (punctul 7) (a se vedea nota de subsol 18 de mai sus).

<sup>(21)</sup> Numărul se referă atât la licențele de extracție atribuite în cadrul rundelor numerotate, cât și al rundelor AZP (a se vedea documentul nr. 663313, p. 1-20).

<sup>(22)</sup> A se vedea, de exemplu, Decizia Comisiei Europene în cazul Exxon/Mobil (punctele 25 și 27) (nota de subsol 18 de mai sus).

de miliarde de metri cubi sau aproximativ 1 310,8 miliarde de barili echivalent petrol<sup>(23)</sup>. La sfârșitul anului 2011, rezervele demonstrate de petrol din Norvegia s-au ridicat la 6,9 mii de milioane de barili, reprezentând 0,4 % din rezervele mondiale<sup>(24)</sup>. Rezervele demonstrate de gaze naturale din Norvegia s-au ridicat, în 2011, la 2,1 mii de miliarde de metri cubi, reprezentând 1 % din rezervele mondiale<sup>(25)</sup>. Niciuna dintre primele cinci companii ca mărime care își desfășoară activitatea pe platforma continentală norvegiană nu deține, la nivel mondial, o cotă a rezervelor demonstrate mai mare de 1 %<sup>(26)</sup>.

- (33) Guvernul norvegian nu deține informații cu privire la cotele de piață la nivel mondial, exprimate ca producție estimată, ale primelor cinci companii mari prezente pe platforma continentală norvegiană. Cu toate acestea, este rezonabil să se presupună că există o corelație directă între rezervele demonstrate de țiței și gaze naturale și producția viitoare estimată<sup>(27)</sup>. Prin prisma informațiilor disponibile, la nivel mondial, cotele de piață globale, exprimate ca producție estimată, ale celor mai mari companii prezente pe platforma continentală norvegiană, nu sunt susceptibile de a conduce, în niciun caz, la o modificare a evaluării efectuate de Autoritate.
- (34) În plus, Autoritatea a luat în considerare informațiile cu privire la numărul de cereri pentru runde de atribuire a licențelor pentru platforma continentală norvegiană și cu privire la operatorii nou intrați pe platforma continentală norvegiană. Informațiile primite de la guvernul norvegian privind atribuirea de licențe în ultimele trei runde de atribuire a licențelor în vederea desfășurării de activități pe platforma continentală norvegiană (care au avut loc în perioada 2011-2012) arată că, pentru fiecare licență anunțată, s-au primit maximum nouă cereri. În perioada 2008-2012, 13 noi operatori au primit licența de extracție pe platforma continentală norvegiană. Astfel, numărul de întreprinderi petroliere care au primit licență pentru platforma continentală norvegiană este considerabil<sup>(28)</sup>.
- (35) Pe baza elementelor de mai sus, gradul de concentrare la nivelul pieței globale a explorării țițeiului și a gazelor naturale apare ca fiind redus. Există probabilitatea ca întreprinderile care activează pe această piață să fie expuse unei presiuni concurențiale considerabile. Nu există elemente care să indice că sectorul nu funcționează

în conformitate cu legile pieței. Prin urmare, Autoritatea concluzionează că piața explorării țițeiului și a gazelor naturale este expusă direct concurenței, în sensul Directivei 2004/17/CE.

## 6.2 Producția de țiței

### 6.2.1 Piața relevantă

- (36) Țițeiul este un produs de bază la nivel mondial, prețul acestuia fiind determinat de cererea și de oferta pe plan mondial. În conformitate cu practica instituită a Comisiei Europene<sup>(29)</sup>, exploatarea și extracția țițeiului reprezintă o piață de producție separată, cu o dimensiune geografică mondială. Guvernul norvegian este de acord cu această definiție a pieței<sup>(30)</sup>. Autoritatea susține aceeași definiție a pieței în sensul prezentei decizii.

### 6.2.2 Expunerea directă la concurență

- (37) Atunci când descoperă țiței (sau gaze naturale), titularii de licențe au obligația, în cazul în care decid să exploateze zona, să prezinte spre aprobare Ministerului Petrolului și Energiei din Norvegia un plan de dezvoltare și exploatare („PDE”) a terenului. Câmpurile aflate pe platforma continentală norvegiană care dețin predominant zăcăminte de petrol<sup>(31)</sup> și pentru care fost prezentat și aprobat un PDE în cursul ultimilor cinci ani sunt următoarele:

Anul	Descriere (numele câmpului și licențele)	Atribuite către
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	Vigdjs nordøst, PL089	Statoil Petroleum Petoro AS ExxonMobil E&P Norway Idemitsu Petroleum Norge Total E&P Norge RWE Dea Norge

<sup>(23)</sup> A se vedea documentul „June 2012 BP Statistical Review of World Energy” („Statisticile 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> A se vedea Statisticile BP, p. 6.

<sup>(25)</sup> A se vedea Statisticile BP, p. 20.

<sup>(26)</sup> A se vedea scrisoarea guvernului norvegian din 15 februarie 2013 adresată Autorității (documentul nr. 663313, p. 22).

<sup>(27)</sup> A se vedea, de exemplu, Decizia Comisiei Europene de punere în aplicare cu privire la Danemarca (a se vedea nota de subsol 18 de mai sus) și Decizia Comisiei de punere în aplicare cu privire la Italia (a se vedea nota de subsol 18 de mai sus).

<sup>(28)</sup> A se vedea, de asemenea, publicația Ministerului Petrolului și Energiei din Norvegia în colaborare cu Direcția norvegiană de petrol - *Date factuale 2012 - Sectorul petrolier norvegian*, capitolul 5, *Scenarii și activități*, p. 33-35 (<http://www.npd.no/en/Publications/Facts/Facts-2012/Chapter-5/>).

<sup>(29)</sup> A se vedea nota de subsol 18 de mai sus.

<sup>(30)</sup> Cu toate acestea, având în vedere că majoritatea terenurilor de pe platforma continentală norvegiană conțin atât petrol, cât și gaze, guvernul norvegian este de părere că extracția în comun a petrolului și a gazelor din aceste zone face imposibilă o distincție între cele două elemente în cadrul Directivei 2004/17/CE.

<sup>(31)</sup> Întrucât câmpurile conțin atât petrol, cât și gaze, tabelul din prezenta secțiune 6.2 prezintă zăcămintele din care se extrage predominant petrol. Câmpurile de unde se extrag predominant gaze sunt prezentate în secțiunea 6.3 de mai jos.

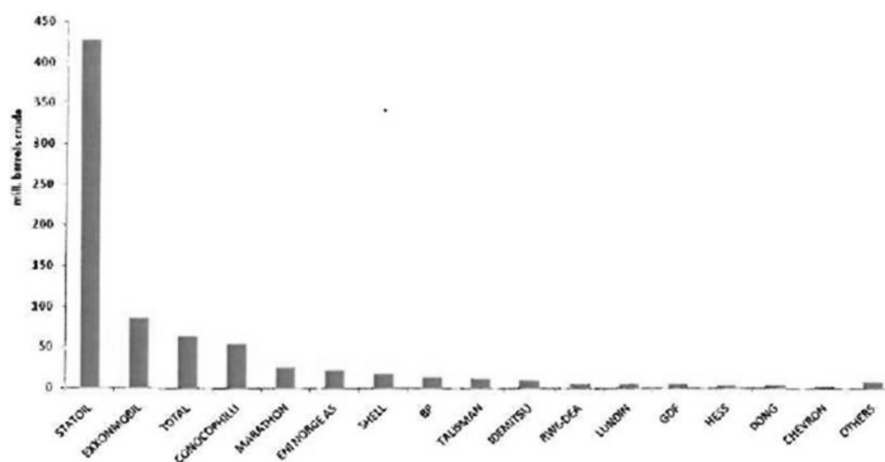
Anul	Descriere (numele câmpului și licențele)	Atribuite către
2011	Stjerne, part of Oseberg Sør PL079, PL104	Statoil Petroleum Petro AS Total E&P Norge ConocoPhillips
2011	Hyme, PL348	Statoil Petroleum GDF Suez E&P Norge Core Energy E.ON E&P Norge Faroe Petroleum Norge VNG Norge
2011	Brynhild, PL148	Lundin Norway Talisman Energy Norway
2012	Jette, PL027C, PL169C, PL504	Det norske oljeselskap Petro AS
2012	Skuld, PL128	Statoil Petroleum Petro AS Eni Norge
2012	Edvard Grieg, PL338	Lundin Norway Wintershall Norge OMV Norge

Anul	Descriere (numele câmpului și licențele)	Atribuite către
2012	Bøyla, PL340	Marathon Oil Norge ConocoPhillips Lundin Norway
2012	Svalin, PL169	Statoil Petroleum Petro AS ExxonMobil E&P Norway

(38) Astfel, în perioada 2008-2012 au fost acceptate planuri PDE privind extracția petrolului pentru 20 de întreprinderi petroliere, în total. În plus, în 2010, Ministerul Petrolului și Energiei a acceptat un PDE pentru trei operatori nou-intrați pe piață <sup>(32)</sup>.

(39) Cu excepția companiilor de stat norvegiene, lista arată că titularii de licențe sunt atât mari companii petroliere, cât și întreprinderi mai mici. Guvernul norvegian consideră că cea mai mare parte a companiilor petroliere prezente pe platforma continentală norvegiană fac parte din corporații cu un portofoliu de afaceri diversificat la nivel mondial. Prin urmare, petrolul extras se vinde, într-o măsură considerabilă, către companii partener. Cu toate acestea, mai mult de jumătate din producție se vinde pe piața la vedere. Imaginea de mai jos prezintă volumul vânzărilor de țigăi extras de pe platforma continentală norvegiană în 2009.

Volumul vânzărilor de țigăi extras de pe platforma continentală norvegiană în 2009:



Imagine. Vânzătorii de țigăi norvegian în 2009. Categoria Alții se referă la Altinex Oil, Bayerngas, Ruhrgas, Dana, Wintershall, Det Norske Oljeselskap, VNG, Revus Energy, Endeavour și EADS (MPE).

<sup>(32)</sup> A se vedea scrisoarea guvernului norvegian adresată Autorității la data de 15 februarie 2013 (documentul nr. 663313, p. 25).



- (40) Producția zilnică totală de petrol la nivel mondial în 2011 s-a ridicat la 83 576 000 de barili. În 2011, în Norvegia s-au extras în total 2 039 000 de barili pe zi. Această cantitate a reprezentat 2,3 % din producția mondială <sup>(33)</sup>.
- (41) În ceea ce privește extracția de țiței de pe platforma continentală norvegiană, Statoil a avut cea mai mare cotă în 2011. Printre ceilalți producători prezenți pe platforma continentală norvegiană s-au numărat mari companii petroliere internaționale precum ExxonMobil, Total, ConocoPhillips, Marathon, Shell, BP și Eni. Niciunul dintre acești operatori nu a deținut în 2011 o cotă pe piața mondială a producției de petrol mai mare de 3 % <sup>(34)</sup>. Prin urmare, gradul de concentrare pe piața relevantă în ansamblu a fost scăzut.
- (42) Comisia Europeană a considerat, în deciziile adoptate în temeiul Directivei 2004/17/CE, că piața globalizată a producției de petrol se caracterizează printr-o concurență puternică între mai mulți operatori <sup>(35)</sup>. Nu există indicii că acest lucru s-ar fi schimbat în ultimii ani.
- (43) Având în vedere cele de mai sus, Autoritatea concluzionează că nu există elemente care să indice că sectorul nu funcționează în conformitate cu legile pieței și, prin urmare, că piața exploatarea și extracției de țiței este expusă direct concurenței în sensul Directivei 2004/17/CE.

### 6.3 Extracția de gaze naturale

#### 6.3.1 Piața relevantă

- (44) Piața pentru exploatarea, extracția și vânzarea angro de gaz a fost analizată de Comisia Europeană în temeiul Regulamentului UE privind concentrările economice <sup>(36)</sup> în cadrul mai multor decizii în care aceasta a considerat că există o singură piață pentru aprovizionarea cu gaze din amonte (care include, de asemenea, exploatarea și extracția de gaze) a clienților de pe teritoriul SEE (și anume gazul extras din zăcămintele de gaze și vândut clienților – inclusiv operatorilor tradiționali naționali – din SEE). <sup>(37)</sup>

Gaz natural lichefiat sau gaz transportat prin conducte

- (45) Gazul natural poate fi transportat prin rețeaua de gazoducte din amonte sau cu ajutorul navelor, sub

formă de gaz natural lichefiat („GNL”). În 2012, exportul de gaz al Norvegiei s-a ridicat la aproximativ 112 miliarde de metri cubi, dintre care 107 miliarde de metri cubi de gaz transportat prin conducte și 5 miliarde de metri cubi de gaz transportat sub formă de GNL. <sup>(38)</sup>

- (46) Guvernul norvegian consideră că livrările de GNL pot fi substituite și că pot concura direct cu gazul transportat prin conducte. După ce gazul natural lichefiat este regazificat, acesta poate fi introdus în rețeaua de gazoducte, fiind substituibilul gazului care este furnizat prin conductele din zonele aflate în amonte. Localitatea Zeebrugge din Belgia este menționată drept exemplu: după ce gazul transportat prin conducte, extras de pe platforma continentală norvegiană, a trecut prin terminalul de destinație și gazul natural lichefiat a fost regazificat în cadrul terminalului GNL din Zeebrugge, ambele surse de gaze naturale sunt complet substituibile. Deși infrastructura de regazificare nu este prezentă în toate statele din cadrul SEE, capacitatea de regazificare a crescut puternic în ultimii ani. Capacitatea de regazificare din SEE se apropie de 200 de miliarde de metri cubi. Odată cu extinderea rețelei de gazoducte, gazul natural lichefiat devine disponibil pentru un număr tot mai mare de clienți din SEE.

- (47) În deciziile sale recente, Comisia Europeană a lăsat deschisă întrebarea dacă trebuie să se facă deosebirea între gazul natural lichefiat furnizat și livrările de gaz transportat prin conducte <sup>(39)</sup>.

- (48) În sensul prezentei decizii, Autoritatea consideră, de asemenea, că poate fi lăsată deschisă întrebarea dacă trebuie să se facă deosebirea între gazul transportat prin conductă și GNL.

Gaz cu putere calorică ridicată sau gaz cu putere calorică scăzută

- (49) În aval există mai multe rețele separate destinate distribuției de gaz cu putere calorică ridicată (High Calorific Value – HCV) și de gaz cu putere calorică scăzută (Low Calorific Value – LCV), iar utilizatorii finali sunt conectați la rețeaua corespunzătoare pentru alimentare. Gazul HCV poate fi transformat în gaz LCV și invers. Producătorii norvegieni de gaze furnizează gaz de tip HCV.

- (50) Guvernul norvegian consideră că nivelul de substituibilitate între gazul LCV și gazul HCV ar trebui să determine încadrarea acestor produse în aceeași piață de aprovizionare cu gaze din perspectiva operatorilor din amonte. Se arată, de asemenea, că furnizarea de gaz LCV reprezintă o parte relativ mică din totalul gazului furnizat în SEE - aproximativ 10 %.

<sup>(33)</sup> A se vedea BP Statistics, p. 8.

<sup>(34)</sup> A se vedea scrisoarea guvernului norvegian din 15 februarie 2013 adresată Autorității (documentul nr. 663313, p. 26).

<sup>(35)</sup> A se vedea Decizia Comisiei Europene de punere în aplicare cu privire la Danemarca (punctul 16) (nota de subsol 18 de mai sus). De asemenea, a se vedea Decizia Comisiei Europene de punere în aplicare cu privire la Italia (punctul 16); Decizia Comisiei Europene de punere în aplicare cu privire la Anglia, Scoția și Țara Galilor (punctul 16) și Decizia Comisiei Europene de punere în aplicare cu privire la Țările de Jos (punctul 12) (a se vedea nota de subsol 18 de mai sus).

<sup>(36)</sup> Regulamentul (CE) nr. 139/2004 al Consiliului din 20 ianuarie 2004 privind controlul concentrărilor economice între întreprinderi (Regulamentul CE privind concentrările economice) (JO L 24, 29.01.2004, p. 1). Incorporat în Acordul privind SEE, anexa XIV capitolul A punctul (1), prin Decizia nr. 78/2004 (JO L 219, 19.6.2004, p. 13 și Suplimentul SEE nr. 32, 19.6.2004, p. 1).

<sup>(37)</sup> A se vedea cazul nr. IV/M.4545 - STATOIL/HYDRO (punctul 9) (a se vedea nota de subsol 18 de mai sus).

<sup>(38)</sup> A se vedea scrisoarea guvernului norvegian adresată Autorității la data de 15 februarie 2013 (documentul nr. 663313, p. 33).

<sup>(39)</sup> A se vedea Decizia Comisiei Europene din 16 mai 2012 privind declararea unei concentrări ca fiind compatibilă cu piața comună și cu Acordul privind SEE (cazul nr. COMP/M.6477 – BP/CHEVRON/ENI/SONANGOL/TOTAL/JV (punctul 19). De asemenea, a se vedea cazul nr. IV/M.4545 - STATOIL/HYDRO (punctul 12); Decizia Comisiei Europene de punere în aplicare cu privire la Țările de Jos (punctul 13) și Decizia Comisiei Europene de punere în aplicare cu privire la Anglia, Scoția și Țara Galilor (punctul 15) (a se vedea nota de subsol 18 de mai sus).

- (51) În sensul prezentei decizii, Autoritatea consideră că se poate lăsa deschisă întrebarea dacă trebuie să se facă deosebirea între gazul HCV și gazul LCV.

#### Concluzie privind definirea pieței de produse

- (52) În ceea ce privește definirea pieței de produse, în sensul prezentei decizii, Autoritatea consideră că există o piață pentru aprovizionarea cu gaze din amonte (care cuprinde, de asemenea, exploatarea și extracția gazelor). Chestiunea includerii sau a neinclusiei gazului GNL sau a gazului LCV în piața relevantă de produse nu este pertinentă în sensul prezentei decizii.

#### Dimensiunea geografică

- (53) Guvernul norvegian consideră că cele trei directive privind piața gazului au creat o piață liberalizată și integrată de gaze naturale în Europa de Nord-Vest. UE își propune să integreze pe deplin piețele până în 2014. Având o piață unică pentru gaze, guvernul norvegian apreciază că nu este relevant să se ia în considerare cotele de piață pentru fiecare stat din SEE. Se consideră că, după ce gazul ajunge la frontiera pieței interne europene, acesta va circula în mod liber spre locurile unde este nevoie de gaz, în funcție de sursele de aprovizionare și de ofertă.

- (54) Din totalul exportului de gaz transportat prin conducte, provenit de pe platforma continentală norvegiană, aproximativ 70 % a fost transportat până la terminalele de destinație din Germania și Regatul Unit, iar partea rămasă către terminale din Belgia și Franța. Gazul transportat prin conducte provenit din Norvegia este vândut prin conexiuni ale conductelor și în temeiul unor acorduri swap către alte câteva state din SEE: în total, mai mult de 10 state din SEE. Din totalul producției de GNL provenit de pe platforma continentală norvegiană, aproximativ două treimi se vând, în mod tradițional, în SEE. Aceasta înseamnă că aproape întreaga cantitate de gaze provenit din Norvegia se exportă în SEE.

- (55) În plus, guvernul norvegian consideră că, la nivelul SEE, cumpărătorii de gaze au la dispoziție o serie de surse de aprovizionare diferite. Este vorba atât de gaze provenite din UE (de regulă, Danemarca, Țările de Jos și Regatul Unit) sau din țările învecinate (de regulă, Rusia, Algeria și Libia, în plus față de Norvegia) sau din alte țări (de exemplu, țări din Orientul Mijlociu sau Nigeria, sub formă de GNL).

- (56) De asemenea, guvernul norvegian consideră că platformele aflate atât în Regatul Unit, cât și pe continentul european sunt din ce în ce mai lichide, iar formarea prețurilor în cadrul diferitelor platforme arată că s-a atins un nivel considerabil de integrare.

- (57) În ceea ce privește definiția pieței geografice, în deciziile anterioare ale Comisiei Europene adoptate în temeiul Regulamentului UE privind concentrările economice se

concluzionează că aceasta, cel mai probabil, cuprinde SEE, plus importurile de gaze din Rusia și Algeria, dar lasă deschisă chestiunea definirii pieței geografice. În decizia privind fuziunea dintre Statoil și Hydro, Comisia nu a considerat că este necesar să decidă dacă zona geografică relevantă care trebuie luată în considerare este: (i) SEE; (ii) o zonă care cuprinde țările SEE în care se vând gazele provenite de pe platforma continentală norvegiană (direct prin conducte sau prin acorduri de schimb - „swap”); sau (iii) fiecare țară în care gazul este vândut de diferite părți.<sup>(40)</sup> Indiferent de definiția geografică luată în considerare, gradul de concentrare nu ar trebui să genereze probleme de concurență pe piața de aprovizionare cu gaz din amonte.

- (58) În sensul prezentei decizii și din motivele prezentate mai jos, Autoritatea consideră că nu este necesar să ia o decizie cu privire la dimensiunea exactă a pieței geografice a gazului natural. În cadrul oricărei delimitări rezonabile a pieței geografice, Autoritatea susține că sectorul în cauză este expus în mod direct concurenței.

#### 6.3.2 Expunerea directă la concurență

- (59) Atunci când descoperă gaze naturale (sau țitei), titularii de licențe au obligația, în cazul în care decid să exploateze zona, de a prezenta Ministerului Petrolului și Energiei din Norvegia spre aprobare un plan de dezvoltare și exploatare („PDE”) a terenului. Câmpurile de pe platforma continentală norvegiană<sup>(41)</sup> de unde se extrag predominant gaze și pentru care a fost depus și aprobat un PDE în ultimii ani sunt următoarele:

Anul	Descriere (numele câmpului și licențele)	Atribuite către
2008	Yttergryta, PL062	Statoil Petroleum Total E&P Norge Petro AS Eni Norge
2008	Troll redevelopment, PL054, PL085, PL085C	Petro 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> Cazul nr. IV/M.4545 - STATOIL/HYDRO, punctul 16 (nota de subsol 18 de mai sus).

<sup>(41)</sup> Întrucât câmpurile de pe platforma continentală norvegiană conțin atât petrol, cât și gaze, tabelul de la secțiunea 6.3 prezintă câmpurile de unde se extrag, în principal, gazele naturale. Câmpurile de unde se extrage în principal petrol sunt prezentate în secțiunea 6.2 de mai sus.

Anul	Descriere (numele câmpului și licențele)	Atribuite către
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 olje- selskap
2012	Martin Linge, PL040, PL043	Total E&P Norge Petoro AS Statoil Petroleum

(60) În perioada 2008-2012 au fost acceptate planuri PDE privind extracția de gaze pentru 14 companii în total. În perioada 2009-2011 au fost acceptate planuri PDE pentru trei operatori nou-intrați<sup>(42)</sup> pe piață. Peste 25 de companii prezente pe platforma continentală norvegiană exportă gaze în SEE<sup>(43)</sup>.

(61) În 2011, producția de gaze naturale din Norvegia s-a ridicat la 101,4 miliarde de metri cubi, reprezentând 3,1 % din producția mondială<sup>(44)</sup>. Peste 95 % din producția de pe platforma continentală norvegiană se exportă în SEE prin gazoducte către șase puncte de destinație din patru țări (Regatul Unit, Germania, Belgia și Franța)<sup>(45)</sup>. Pe piața internă din Norvegia a fost consumată o cantitate de aproximativ 1,4 miliarde de metri cubi (mai puțin de 2 %) din gazul extras de pe platforma continentală norvegiană.

<sup>(42)</sup> A se vedea scrisoarea din 15 februarie 2013 a guvernului norvegian adresată Autorității (documentul nr. 663313, p. 28).

<sup>(43)</sup> A se vedea notificarea pe care guvernul norvegian a adresat-o Autorității la data de 5 noiembrie 2012 (documentul nr. 652027, p. 30).

<sup>(44)</sup> A se vedea *BP Statistics*, p. 22.

<sup>(45)</sup> Terminale de destinație la: Dornum, Dunkerque, Easington, Emden, St. Fergus și Zeebrugge (<http://www.gassco.no/wps/wcm/connect/Gassco-NO/Gassco/Home/norsk-gass/Transportsystemet>).

(62) Există mai multe companii independente care desfășoară activități în sectorul extracției de gaze pe platforma continentală norvegiană. În plus, întreprinderi noi devin titulare de licențe. Primele cinci companii producătoare de gaze prezente pe platforma continentală norvegiană, clasificate în funcție de producția anuală, sunt: Petoro, Statoil, Exxon Mobil, Total și Shell. Statoil este cea mai mare companie producătoare de gaze prezentă pe platforma continentală norvegiană. Cota de piață cumulată a primelor trei companii producătoare de gaz din totalul producției de gaz de pe platforma continentală norvegiană nu depășește 50 %<sup>(46)</sup>.

(63) Statele membre ale UE consumă aproximativ 500 de miliarde de metri cubi de gaz pe an. Potrivit Eurogas<sup>(47)</sup>, în 2011, aprovizionarea cu gaz din statele membre ale UE a reprezentat 33 % din cantitatea netă totală, urmată de Rusia (24 %), Norvegia (19 %)<sup>(48)</sup> și Algeria (9 %), fiind inclusă atât alimentarea prin conducte, cât și sub formă de GNL. Alte surse din diferite părți ale lumii au contribuit cu restul de 15 %.

(64) Toți titularii de licențe prezenți pe platforma continentală norvegiană sunt responsabili de vânzarea producției proprii de gaz. Companiile producătoare prezente pe platforma continentală norvegiană au încheiat acorduri de vânzare cu cumpărători din mai multe state membre ale UE. În 2011, ponderea consumului total de gaz provenit din Norvegia în fiecare din cele șase state membre ale UE care importă cea mai mare parte din gazul provenit din platforma continentală norvegiană a fost următoarea<sup>(49)</sup>:

Stat SEE	% consum de gaz provenit din Norvegia
Regatul Unit	35 %
Germania	32 %
Belgia	34 %
Țările de Jos	24 %
Franța	26 %
Italia	14 %

Consumul de gaz la scară națională în SEE — IHS CERA

<sup>(46)</sup> A se vedea scrisoarea guvernului norvegian adresată Autorității din 15 februarie 2013 (documentul nr. 663313, p. 28).

<sup>(47)</sup> A se vedea Eurogas, *Statistical Report* (Raport statistic) 2012, p. 1 ([http://www.eurogas.org/uploaded/Statistical%20Report%202012\\_final\\_211112.pdf](http://www.eurogas.org/uploaded/Statistical%20Report%202012_final_211112.pdf)).

<sup>(48)</sup> Din informațiile transmise Autorității de către guvernul norvegian reiese că cifra ar putea fi chiar mai mare. Totuși, acest aspect este irelevant pentru rezultatul deciziei în acest caz.

<sup>(49)</sup> Statisticile privind destinația gazelor naturale norvegiene în SEE iau în calcul naționalitatea întreprinderii cumpărătoare.

- (65) Statoil este cel de-al doilea furnizor de gaze naturale ca mărime din SEE după Gazprom, cu aproximativ 20 % <sup>(50)</sup> din consumul total al SEE. După cum se poate vedea din tabelul de mai sus, în principalele state ale SEE în care se furnizează gaze naturale provenite din Norvegia, furnizorii prezenți pe platforma continentală norvegiană se confruntă cu concurența reprezentată de furnizorii care livrează gaze naturale provenite din alte zone geografice. În consecință, cumpărătorii angroșiști din aceste state ale SEE au la dispoziție surse alternative de aprovizionare cu gaz, pe lângă gazele naturale provenite din platforma continentală norvegiană. Acest lucru poate fi ilustrat în continuare de statisticile întocmite de Eurogas (tabelul de mai jos) care arată că, pe lângă gazele naturale provenite din Norvegia, statele membre ale UE au primit gaze naturale din producția proprie, din Rusia, Algeria, Qatar și din alte surse:

APROVIZIONAREA CU GAZE NATURALE ÎN ȚĂRILE MEMBRE ALE EUROGAS ȘI UE, 2011 <sup>(1)</sup>

TWh	Producție autohtonă	Rusia	Norvegia	Algeria	Qatar	Alte surse (*)	Variația stocurilor (**)	Alte solduri	Total livrări nete	% variație 2011/2010
Austria	18,8	59,8	14,5	0,0	0,0	29,4	- 22,1	- 4,9	95,6	- 6 %
Belgia	0,0	3,4	82,4	0,0	30,8	66,9	- 0,2	0,0	183,3	- 15 %
Bulgaria	4,2	29,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	- 1,4	32,3	11 %
Republica Cehă	1,4	63,3	12,2	0,0	0,0	23,2	- 10,0	- 4,6	85,5	- 10 %
Danemarca	81,7	0,0	0,0	0,0	0,0	- 31,9	- 1,8	- 7,4	40,6	- 18 %
Estonia	0,0	6,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,5	- 10 %
Finlanda	0,0	43,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	43,4	- 12 %
Franța	6,5	72,6	182,9	66,7	37,4	135,0	- 22,4	- 1,5	477,2	- 13 %
Germania	137,3	336,9	303,1	0,0	0,0	110,2	- 22,8	0,0	864,7	- 11 %
Grecia	0,0	30,3	0,0	8,7	1,9	10,5	- 0,1	- 0,1	51,2	23 %
Ungaria	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 %
Italia	88,5	247,1	38,6	242,8	65,7	149,0	- 8,2	0,9	824,4	- 6 %
Letonia	0,0	16,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,2	- 13 %
Lituania	0,0	57,0	0,0	0,0	0,0	- 21,9	- 0,1	0,0	35,0	9 %
Luxemburg	0,0	3,2	6,9	0,0	0,0	3,2	0,0	0,0	13,4	- 13 %
Țările de Jos	746,7	44,0	129,0	0,9	3,7	- 481,6	0,0	15,8	458,3	- 10 %
Polonia	47,6	102,7	0,0	0,0	0,0	17,4	- 8,4	- 1,4	157,9	2 %
Portugalia	0,0	0,0	0,0	21,6	0,0	36,9	0,0	0,0	58,5	0 %

<sup>(50)</sup> Acest volum de vânzări include vânzările Statoil în numele Petoro/SDFI.

TWh	Producție autohtonă	Rusia	Norvegia	Algeria	Qatar	Alte surse (*)	Variația stocurilor (**)	Alte solduri	Total livrări nete	% variație 2011/2010
România	117,0	34,2	0,0	0,0	0,0	0,0	- 0,4	0,0	150,8	3 %
Slovacia	1,0	62,4	0,0	0,0	0,0	- 5,7	0,2	- 0,1	57,7	- 3 %
Slovenia	0,0	5,3	0,0	2,6	0,0	0,9	- 0,1	0,1	8,8	- 16 %
Spania	1,9	0,0	13,9	147,4	51,5	160,4	- 4,5	1,6	372,2	- 7 %
Suedia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14,9	0,0	0,0	14,9	- 20 %
Regatul Unit	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>% variație 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>	
Elveția	0,0	7,6	7,3	0,0	0,0	19,6	0,0	0,0	34,5	- 10 %
Turcia	8,1	270,3	0,0	44,2	0,0	144,7	0,0	2,4	469,7	18 %

(<sup>1</sup>) Acest tabel este preluat din Eurogas, Raport statistic 2012, p. 6.

Unități: terrawatt oră (putere calorică brută).

Notă: Cifrele reprezintă cele mai bune estimări disponibile la data publicării.

(\*) inclusiv exporturile nete

(\*\*) (-) suplimentări / (+) retrageri

(66) Statele membre ale UE în care cea mai mare cantitate de gaze provine din Norvegia beneficiază și de alte surse de aprovizionare. De exemplu:

— în Regatul Unit, unde gazele naturale provenite de pe platforma continentală norvegiană reprezintă aproximativ 35 %, există o producție internă de gaze considerabilă (deși aceasta este în scădere începând cu anul 2000) (<sup>51</sup>). Importurile de GNL în Regatul Unit au crescut considerabil în ultimii ani (<sup>52</sup>);

— în Belgia, unde gazele naturale provenite de pe platforma continentală norvegiană reprezintă aproximativ 34 %, GNL este regazificat în cadrul terminalului pentru GNL din Zeebrugge și este substituit cu gazul transportat prin conducte;

— în Germania, unde gazele naturale provenite de pe platforma continentală norvegiană reprezintă apro-

ximativ 32 %, cele două gazoducte Nord Stream din Rusia au fost inaugurate în 2011, respectiv în 2012, și oferă o nouă sursă de alimentare cu gaze naturale din Rusia. Guvernul norvegian consideră că deschiderea acestor conducte va determina, cel mai probabil, intensificarea concurenței între gazele provenite din Norvegia și cele din Rusia, întrucât acest lucru contribuie la diversificarea aprovizionării în Europa.

(67) Cumpărătorii angroșiști trebuie să își onoreze angajamentele pe termen lung de tip „take-or-pay” (angajamente ferme de cumpărare) încheiate cu furnizorii de gaze din Norvegia. Odată ce aceste angajamente sunt onorate, cumpărătorii angroșiști sunt liberi să aleagă alte surse de aprovizionare, cum ar fi gazele transportate prin conducte sau gazul natural lichefiat tranzacționate la vedere sau pot achiziționa un volum mai mare în temeiul contractelor pe termen lung încheiate cu alți furnizori. Contractele de vânzare mai recente tind să aibă o durată mai scurtă. Conform opiniilor prezentate de guvernul norvegian, piața la vedere, cu livrare imediată (*spot market*) devine din ce în ce mai importantă, având platforme pentru gaze tot mai lichide, atât în Regatul Unit, cât și pe continentul european. În plus, în UE, capacitatea de regazificare a crescut de mai mult de două ori în ultimii cinci ani. În 2011, 25 % din

(<sup>51</sup>) *Digest of UK Energy Statistics* („DUKES”) 2012, Departamentul de energie și schimbări climatice, capitolul 4 Gaze naturale ([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 (a se vedea nota de subsol 50), p. 95.

importurile nete de gaz ale UE au fost reprezentate de GNL, repartizate pe următoarele state membre ale UE astfel:

APROVIZIONAREA CU GNL ÎN ȚĂRILE MEMBRE ALE EUROGAS ȘI UE, 2011 <sup>(1)</sup>

TWh	GNL Importuri nete	% variație 2011/2010
Belgia	49,8	- 19 %
Franța	163,9	5 %
Grecia	13,5	5 %
Italia	94,2	- 2 %
Țările de Jos	9,5	
Portugalia	34,7	7 %
Spania	257,2	- 18 %
Regatul Unit	270,7	33 %
<b>UE</b>	<b>893,5</b>	<b>2 %</b>
Turcia	68,9	- 21 %

<sup>(1)</sup> Acest tabel este preluat din Eurogas, Statistical Report (Raport statistic) 2012, p. 7.

Unități: terawatt oră (putere calorică brută)

- (68) Presiunea concurențială pe piața gazului natural este determinată și de existența unor produse alternative la gaz (cum ar fi cărbunile sau sursele de energie regenerabile).
- (69) Principalele gazoducte care pleacă de la platforma continentală norvegiană către continentul european și către Regatul Unit sunt deținute de Gassled <sup>(53)</sup>. Accesul la conducta de alimentare din amonte este gestionat de Gassco AS, o companie deținută integral de statul norvegian. Gassco AS nu deține acțiuni sau capacități în rețeaua de gazoducte din amonte și acționează în mod independent în acordarea accesului la capacitatea liberă. Sistemul de transport al gazelor este neutru pentru toți operatorii care au nevoie să transporte gaze naturale. Companiile producătoare și utilizatorii calificați au dreptul de a accesa sistemul pe baza unor condiții nediscriminatorii, obiective și transparente. Utilizatorii au acces la capacitatea disponibilă din sistem în funcție de nevoia fiecăruia de transport de gaze <sup>(54)</sup>. Astfel, operatorii actuali și noi de pe platforma continentală norvegiană pot obține acces la conducta de alimentare din amonte și pot livra gaze consumatorilor la concurență cu alți operatori de pe platforma continentală norvegiană.

<sup>(53)</sup> Gassled este o asociație în participațiune fără personalitate juridică, reglementată în conformitate cu legislația norvegiană. Proprietarii Gassled dețin câte o cotă indiviză, corespunzătoare gradului de participare al fiecăruia, din toate drepturile și obligațiile asociației în participațiune [a se vedea notificarea guvernului norvegian către Autoritate din 5 noiembrie 2012 (documentul nr. 652027, p. 7-8)].

<sup>(54)</sup> A se vedea cartea albă *An industry for the future – Norway's petroleum activities* (O industrie pentru viitor - Activitățile petroliere ale Norvegiei) [Meld. St. 28 (2010-2011) Raport adresat Parlamentului norvegian (Storting), p. 68].

- (70) Prin prisma celor de mai sus, Autoritatea consideră că nu există elemente care să indice că sectorul nu funcționează într-un mod orientat spre piață și că, prin urmare, extracția de gaze naturale de pe platforma continentală norvegiană este expusă direct concurenței în sensul Directivei 2004/17/CE.

### III. CONCLUZIE

- (71) Autoritatea consideră că următoarele activități desfășurate în Norvegia și, în special, pe platforma continentală norvegiană sunt expuse în mod direct concurenței, în sensul articolului 30 alineatul (1) din Directiva 2004/17/CE:
- (a) explorarea țițeiului și a gazelor naturale;
  - (b) extracția de țiței; și
  - (c) extracția de gaze naturale
- (72) Întrucât condițiile privind accesul nerestricționat la piață sunt considerate a fi îndeplinite, Directiva 2004/17/CE nu ar trebui să se aplice atunci când entitățile contractante atribuie contracte menite să permită efectuarea, în Norvegia și, în special, pe platforma continentală norvegiană, a serviciilor enumerate la literele (a), (b) și (c) de la punctele 2 și 71 din prezenta decizie.
- (73) Prezenta decizie se bazează pe situația juridică și factuală constatată în luna martie 2013, astfel cum reiese din informațiile transmise de guvernul norvegian. Decizia poate fi revizuită în cazul în care, în urma unor modificări semnificative ale situației juridice sau factuale, nu mai sunt îndeplinite condițiile de aplicabilitate a articolului 30 alineatul (1) din Directiva 2004/17/CE.

ADOPTĂ PREZENTA DECIZIE:

#### Articolul 1

Actul menționat la punctul 4 din anexa XVI la Acordul privind Spațiul Economic European de stabilire a procedurilor de atribuire a contractelor de achiziții publice în sectorul utilităților publice (Directiva 2004/17/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 31 martie 2004 de coordonare a procedurilor de atribuire a contractelor de achiziții în sectoarele apei, energiei, transporturilor și serviciilor poștale) nu se aplică în cazul contractelor atribuite de entitățile contractante și menite să permită prestarea următoarelor servicii în Norvegia și, în special, pe platforma continentală norvegiană:

- (a) explorarea țițeiului și a gazelor naturale;
- (b) extracția de țiței; și
- (c) extracția de gaze naturale.

*Articolul 2*

Prezenta decizie se adresează Regatului Norvegiei.

Adoptată la Bruxelles, 30 aprilie 2013.

*Pentru Autoritatea AELS de Supraveghere*

Sverrir Haukur GUNNLAUGSSON  
*Membre al Colegiului*

Markus SCHNEIDER  
*Director*

---