

## III

(Altri atti)

## SPAZIO ECONOMICO EUROPEO

## DECISIONE DELL'AUTORITÀ DI VIGILANZA EFTA

N. 178/13/COL

del 30 aprile 2013

**che esonera la prospezione e l'estrazione di petrolio greggio e di gas naturale sulla piattaforma continentale norvegese dall'applicazione della direttiva 2004/17/CE del Parlamento europeo e del Consiglio che coordina le procedure di appalto degli enti erogatori di acqua e di energia, degli enti che forniscono servizi di trasporto e servizi postali (Norvegia)**

L'AUTORITÀ DI VIGILANZA EFTA (IN APPRESSO "L'AUTORITÀ")

VISTO l'accordo sullo Spazio economico europeo (in appresso "l'accordo SEE"),

VISTO l'atto di cui al punto 4 dell'allegato XVI dell'accordo sullo Spazio economico europeo che stabilisce le procedure per l'aggiudicazione degli appalti nel settore dei servizi pubblici (direttiva 2004/17/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 31 marzo 2004, che coordina le procedure di appalto degli enti erogatori di acqua e di energia, degli enti che forniscono servizi di trasporto e servizi postali) ("direttiva 2004/17/CE"), e in particolare l'articolo 30, paragrafi 1, 4 e 6,

VISTO l'accordo fra gli Stati EFTA sull'istituzione di un'Autorità di vigilanza e di una Corte di giustizia (in appresso "accordo sull'Autorità di vigilanza e sulla Corte"), in particolare gli articoli 1 e 3 del protocollo 1,

VISTA la decisione dell'Autorità del 19 aprile 2012 che autorizza il membro competente per gli appalti pubblici ad adottare determinate decisioni nel settore degli appalti pubblici (decisione n. 136/12/COL),

PREVIA consultazione del comitato per gli appalti pubblici dell'EFTA,

Considerando quanto segue:

## I. FATTI

## 1 PROCEDIMENTO

(1) Con lettera del 5 novembre 2012 <sup>(1)</sup> e a seguito di discussioni precedenti alla notifica, l'Autorità ha ricevuto

<sup>(1)</sup> Ricevuta dall'Autorità il 6 novembre 2012 (documento n. 652027).

una richiesta da parte dal governo della Norvegia di adozione di una decisione che determini l'applicabilità dell'articolo 30, paragrafo 1, della direttiva 2004/17/CE alle attività petrolifere sulla piattaforma continentale norvegese (in appresso "NCS"). Con lettera del 25 gennaio 2013, l'Autorità ha chiesto al governo norvegese di presentare ulteriori informazioni <sup>(2)</sup>. Il governo norvegese ha inviato la propria risposta all'Autorità con lettera del 15 febbraio 2013 <sup>(3)</sup>. La notifica e la risposta del governo norvegese sono state discusse in teleconferenza il 4 marzo 2013 <sup>(4)</sup>. Con lettere dell'Autorità del 22 marzo 2013, è stato consultato il comitato per gli appalti pubblici dell'EFTA, al quale è stato chiesto di formulare il proprio parere mediante procedura scritta <sup>(5)</sup>. In base alla percentuale dei voti dei suoi membri, il 16 aprile 2013 il comitato per gli appalti pubblici dell'EFTA ha espresso parere favorevole sul progetto di decisione dell'Autorità <sup>(6)</sup>.

(2) La richiesta del governo norvegese riguarda la prospezione e la produzione del petrolio greggio e del gas naturale sulla NCS, ivi compreso lo sviluppo (vale a dire, la creazione delle infrastrutture adeguate per la produzione futura, per esempio piattaforme di produzione, condotte, terminali ecc.). Il governo norvegese nella sua richiesta ha descritto tre attività:

(a) la prospezione di petrolio greggio e gas naturale;

(b) la produzione di petrolio greggio e

(c) la produzione di gas naturale.

<sup>(2)</sup> Documento n. 657306.

<sup>(3)</sup> Ricevuta dall'Autorità il 19 febbraio 2013 (documento n. 663304).

<sup>(4)</sup> Documento n. 665288.

<sup>(5)</sup> Documenti nn. 666730, 666722 e 666680.

<sup>(6)</sup> Documento n. 669171.

## 2 IL QUADRO GIURIDICO

- (3) La ratio dell'articolo 30, paragrafo 1, della direttiva 2004/17/CE è consentire un'esenzione alle disposizioni previste dalle norme in materia di appalti pubblici in una situazione in cui gli operatori di un mercato specifico operano secondo criteri di competitività. L'articolo 30, paragrafo 1 della direttiva stabilisce che:

"Gli appalti destinati a permettere la prestazione di un'attività di cui agli articoli da 3 a 7 non sono soggetti alla presente direttiva se, nello Stato membro in cui è esercitata l'attività, questa è direttamente esposta alla concorrenza su mercati liberamente accessibili".

- (4) L'articolo 30, paragrafo 1, della direttiva stabilisce due requisiti che devono essere soddisfatti prima che l'Autorità possa adottare una decisione favorevole in merito a una richiesta di esenzione ai sensi dell'articolo 30, paragrafo 4, in considerazione dell'articolo 30, paragrafo 6, della direttiva.
- (5) Il primo requisito di cui all'articolo 30, paragrafo 1, della direttiva 2004/17/CE è che l'attività deve avvenire in un mercato liberamente accessibile. L'articolo 30, paragrafo 3, della direttiva stabilisce che "un mercato è considerato liberamente accessibile se lo Stato membro ha attuato e applicato le norme della legislazione comunitaria di cui all'allegato XI". L'allegato XI alla direttiva elenca numerose direttive.
- (6) Tra le direttive elencate all'allegato XI figura la direttiva 94/22/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 maggio 1994, relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi<sup>(7)</sup> che è stata incorporata nel diritto del SEE nel 1995 ed è citata al punto 12 dell'allegato IV all'accordo SEE.
- (7) Nell'elenco di direttive di cui all'allegato XI figura altresì la direttiva 98/30/CE. Tale direttiva è stata sostituita dalla direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 giugno 2003, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 98/30/CE. Quest'ultima è stata incorporata nel diritto del SEE nel 2005 ed è citata al punto 23 dell'allegato IV all'accordo SEE<sup>(8)</sup>.

<sup>(7)</sup> GU L 164, del 30.6.1994, pag. 3 e GU L 79, del 29.3.1996, pag. 30 e incorporate nell'accordo SEE mediante decisione del Comitato misto SEE n. 19/95 (GU L 158, dell'8.7.1995, pag. 40 supplemento SEE n. 25, dell'8.7.1995, pag. 1) (in appresso "direttiva sulle licenze").

<sup>(8)</sup> GU L 176, del 15.07.2003, pag. 57 modificata dalla GU L 16, del 23.01.2004, pag. 74 e incorporata nell'accordo SEE mediante decisione del Comitato misto SEE n. 146/2005 (GU L 53, del 23.02.2006, pag. 43 e supplemento SEE n. 10, del 23.02.2006, pag. 17) (in appresso "direttiva sul gas"). La presente direttiva è stata sostituita dalla direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 2003/55/CE (GU L 211 del 14.8.2009, pag. 94) ma quest'ultima non è stata ancora incorporata nel diritto del SEE.

- (8) Di conseguenza, un mercato è considerato liberamente accessibile se lo Stato norvegese ha attuato e applicato correttamente gli atti di cui ai punti 12 e 23 dell'allegato IV all'accordo SEE, che corrispondono rispettivamente alla direttiva 94/22/CE e alla direttiva 2003/55/CE<sup>(9)</sup>.
- (9) Il secondo requisito di cui all'articolo 30, paragrafo 1, della direttiva 2004/17/CE è che l'attività, nello Stato EFTA in cui è esercitata, sia direttamente esposta alla concorrenza. Per determinare se un'attività è direttamente esposta alla concorrenza, è necessario ricorrere a "criteri conformi alle disposizioni del trattato in materia di concorrenza come le caratteristiche dei beni o servizi interessati, l'esistenza di beni o servizi alternativi, i prezzi e la presenza, effettiva o potenziale, di più fornitori dei beni o servizi in questione"<sup>(10)</sup>.
- (10) L'esistenza dell'esposizione diretta alla concorrenza deve essere valutata in base a vari indicatori, nessuno dei quali è di per sé determinante. Per quanto riguarda i mercati interessati dalla presente decisione, un parametro da prendere in considerazione è la quota di mercato degli operatori principali in un determinato mercato. Un altro criterio è il grado di concentrazione di tali mercati<sup>(11)</sup>. L'esposizione diretta alla concorrenza viene valutata in base a criteri oggettivi, tenendo conto delle caratteristiche specifiche del settore interessato. Dato che le condizioni variano per le diverse attività oggetto della presente decisione, si procede a una valutazione distinta per ogni attività o mercato pertinente.
- (11) La presente decisione è presa unicamente al fine di accordare un esonero ai sensi dell'articolo 30 della direttiva 2004/17/CE e non pregiudica l'applicazione delle norme sulla concorrenza.

## 3 IL SISTEMA DI LICENZE NORVEGHESE

- (12) La legge petrolifera norvegese (Norwegian Petroleum Act)<sup>(12)</sup> offre la base giuridica sottostante per il sistema di licenze relativo alle attività petrolifere sulla NCS. La legge petrolifera e i regolamenti petroliferi (Petroleum Regulations) disciplinano il rilascio di licenze per la prospezione e la produzione di petrolio greggio e gas naturale sulla NCS. Il ministero norvegese del Petrolio e dell'energia annuncia i blocchi per i quali le società possono presentare domanda di licenza. Il re norvegese e il suo Consiglio concedono la licenza di produzione. Il rilascio

<sup>(9)</sup> Cfr. sezione 5 sotto.

<sup>(10)</sup> Articolo 30, paragrafo 2, della direttiva 2004/17/CE.

<sup>(11)</sup> Cfr. anche la decisione dell'Autorità, del 22 maggio 2012, che esonera la produzione e la vendita all'ingrosso di elettricità in Norvegia dall'applicazione della direttiva 2004/17/CE del Parlamento europeo e del Consiglio che coordina le procedure di appalto degli enti erogatori di acqua e di energia, degli enti che forniscono servizi di trasporto e servizi postali (decisione n. 189/12/COL, GU L 287 del 18.10.2012, pag. 21 e supplemento SEE n. 58 del 18.10.2012, pag. 14).

<sup>(12)</sup> Legge del 19 novembre 1996 n. 72 relativa ad attività petrolifere (<http://www.npd.no/en/Regulations/-Acts/Petroleum-activities-act/>). La direttiva 94/22/CE relativa alle autorizzazioni per gli idrocarburi è attuata nella legge petrolifera norvegese a partire dall'1 settembre 1995 e nei regolamenti della legge relativi al settore petrolifero (il regolamento norvegese del 27 giugno 1997 n. 653) (<http://www.npd.no/en/Regulations/Regulations/Petroleum-activities/>).

di una licenza di produzione avviene sulla base di criteri reali e oggettivi<sup>(13)</sup>. In genere una licenza di produzione viene concessa a un gruppo di società, tra le quali una viene nominata operatore responsabile della gestione ordinaria della licenza.

- (13) In Norvegia, si distinguono due tornate di concessione di licenze: (i) le tornate che interessano le aree immature sulla NCS (tornate di concessione di licenze numerate) e (ii) le concessioni in aree predefinite (tornate APA) che interessano le aree mature. I due tipi di tornate sono uguali, eccetto per il modo in cui vengono avviate. Le tornate di concessione di licenze APA si svolgono ogni anno e interessano una superficie in acri sulla NCS ritenuta matura (vale a dire dove la geologia è ben nota)<sup>(14)</sup>. Le tornate di concessione di licenze numerate si svolgono (in media) ogni due anni e interessano le aree immature (vale a dire dove la geologia è poco nota)<sup>(15)</sup>. Le tornate di concessione di licenze numerate vengono avviate dal ministero norvegese del Petrolio e dell'energia che invita le società attive sulla NCS a nominare aree (blocchi) che desiderano includere nella tornata successiva. Le condizioni giuridiche (leggi, regolamenti, documenti di concessione di licenze) che disciplinano i due tipi di tornate sono esattamente le stesse. Il governo norvegese ha in-

formato l'Autorità che anche le attività di prospezione condotte nell'ambito dei due tipi di tornate sono uguali.

- (14) Nelle tornate, le compagnie petrolifere qualificate richiedono licenze di produzione, vale a dire il diritto esclusivo di svolgere attività petrolifere sulla NCS. Come definito nella sezione 1-6 c) della legge petrolifera norvegese, le attività petrolifere includono "tutte le attività associate ai depositi petroliferi sottomarini, tra cui prospezione, perforazioni esplorative, produzione, trasporto, utilizzo e smantellamento, ivi compresa la pianificazione di tali attività escludendo, tuttavia, il trasporto del petrolio sfuso per nave". Di conseguenza, nelle tornate di concessione di licenze, le società richiedono il diritto esclusivo di prospezione e produzione di petrolio greggio e gas naturale che possano essere scoperti nell'area interessata dalla licenza di produzione.
- (15) Quando viene scoperto petrolio greggio e/o gas naturale, i licenziatari, se decidono di sviluppare il giacimento, sono tenuti a presentare un piano per lo sviluppo e il funzionamento ("PDO") del giacimento al ministero norvegese del Petrolio e dell'energia ai fini dell'approvazione<sup>(16)</sup>. L'approvazione del PDO concede ai licenziatari il diritto esclusivo di avviare lo sviluppo e, successivamente, la produzione. Il petrolio prodotto diventa di proprietà del singolo licenziatario.
- (16) Le società licenziatarie sulla NCS comprendono grandi società petrolifere internazionali nonché società petrolifere di dimensioni molto ridotte, molte delle quali sono state nuovi operatori sulla NCS nel corso degli ultimi 10 anni circa.
- (17) Le tabelle seguenti sono trasmesse dal governo norvegese e mostrano le attività sulla NCS in termini di nuove licenze di produzione rilasciate, superficie data in concessione e numero di società sulla NCS<sup>(17)</sup>.

<sup>(13)</sup> Cfr. sezioni 3-3 e 3-5 della legge petrolifera norvegese e la sezione 10 del regolamento petrolifero norvegese.

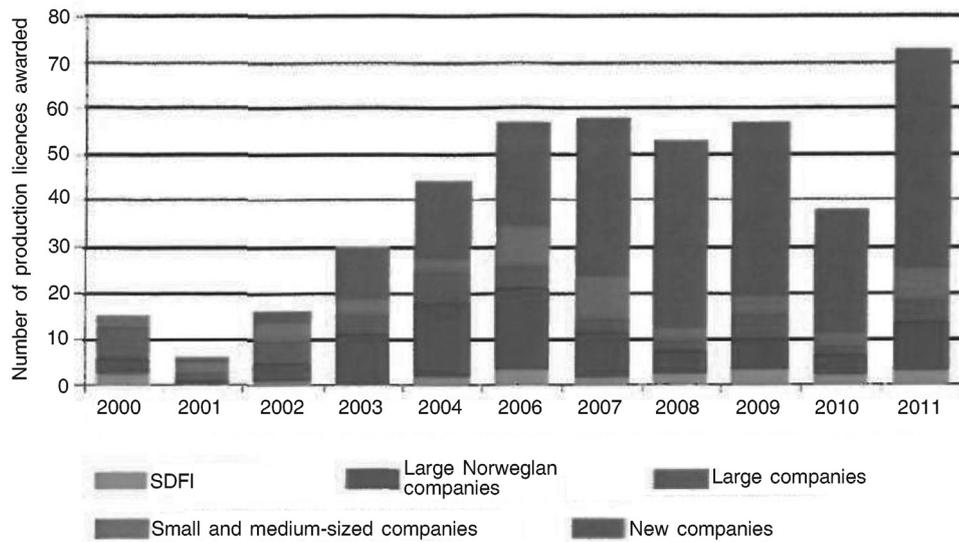
<sup>(14)</sup> I criteri per le aree mature sono descritti nel libro bianco indirizzato al Parlamento norvegese – *An industry for the future – Norway's petroleum activities* (Meld. St. 28 (2010–2011) Report to the Norwegian Parliament (Storting), pag. 88). Nell'estensione dell'area APA sono stati applicati i seguenti criteri: (i) aree in prossimità delle infrastrutture (che includono infrastrutture esistenti e pianificate, con risorse potenziali nelle aree con carattere di urgenza); (ii) aree con una storia di prospezione (che includono aree precedentemente date in concessione e abbandonate, aree con modelli noti e aree situate tra aree date in concessione e aree abbandonate); e (iii) aree che confinano con aree predefinite esistenti, ma per cui non è stata presentata domanda in tornate di concessione di licenze numerate (cfr. <http://www.regjeringen.no/en/dep/oed/press-center/press-releases/2013/apa-2013-acreage-announcement.html?id=714569>). Dalla creazione del sistema APA nel 2003 sono state rilasciate 324 licenze di produzione in totale e sono state compiute in totale 32 scoperte [Meld. St. 28 (2010–2011) Report to the Norwegian Parliament (Storting), pag. 86 – 87].

<sup>(15)</sup> Le tornate di concessione di licenze numerate sono destinate ad aree in cui la conoscenza geologica è limitata e in cui è opportuno procedere alla prospezione graduale. Le aree sono state date in concessione mediante 21 tornate di concessione di licenze numerate; il rilascio delle licenze alla 21<sup>o</sup> tornata è avvenuto durante la primavera del 2011 (il libro bianco – *An industry for the future – Norway's petroleum activities* [Meld. St. 28 (2010–2011) Report to the Norwegian Parliament (Storting), pag. 21]. Le tornate di concessione di licenze numerate includono principalmente aree di frontiera della NCS in cui il potenziale per grandi scoperte è massimo. La ventiduesima tornata è stata avviata il 2 novembre 2011 e il rilascio di nuove licenze di produzione è previsto per la primavera del 2013 (<http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/-pressenter/pressmeldinger/2011/initiates-22nd-licensing-round.html?id=661990>). Cfr. anche la pubblicazione del ministero norvegese del Petrolio e dell'energia insieme alla Direzione del petrolio norvegese – *Facts 2012 – The Norwegian Petroleum Sector*, capitolo 5 intitolato *Exploration Activity*, pag. 30 e segg. (<http://www.npd.no/en/Publications/Facts/Facts-2012/Chapter-5/>).

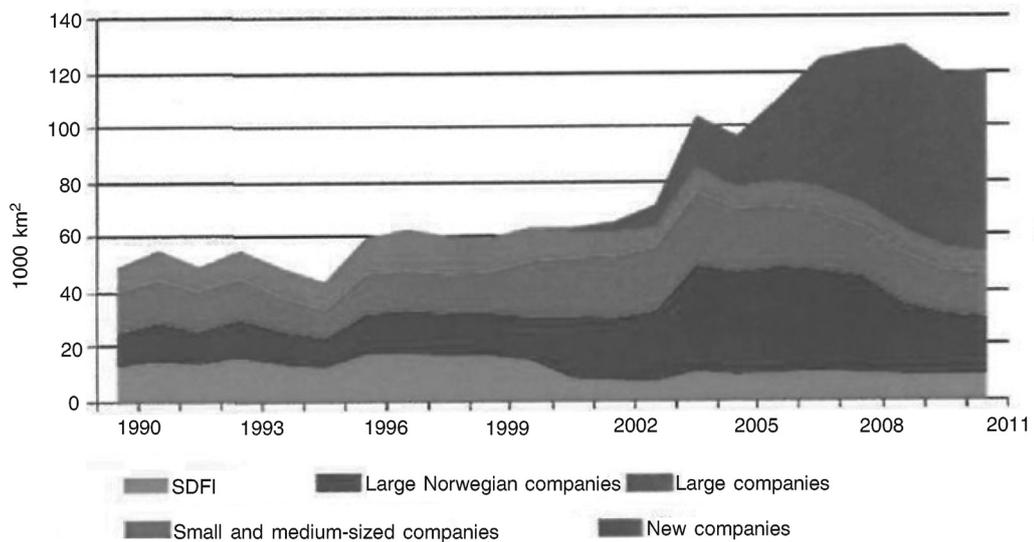
<sup>(16)</sup> Cfr. sezione 4-2 della legge petrolifera norvegese.

<sup>(17)</sup> Con la sigla SDFI che figura nelle prime due tabelle ci si riferisce all'interesse finanziario diretto dello Stato norvegese. Lo stato norvegese detiene quote importanti nelle licenze di petrolio e gas sulla NCS tramite l'SDFI. Il portafoglio SDFI è gestito dalla società pubblica Petoro AS ([www.petoro.no](http://www.petoro.no)).

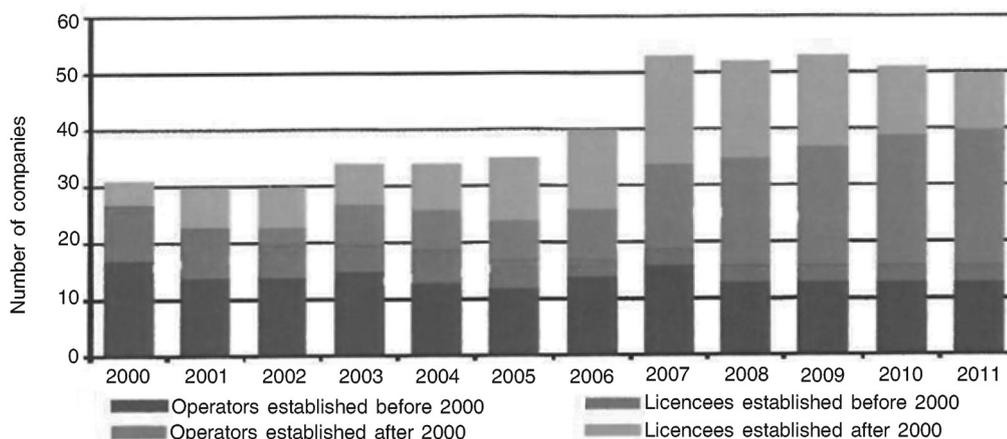
Nuove licenze rilasciate:



Superficie data in concessione:



Numero di società sulla NCS:



## II. VALUTAZIONE

### 4 ATTIVITÀ INTERESSATE DALLA PRESENTE DECISIONE

- (18) La richiesta di esenzione del governo norvegese ai sensi dell'articolo 30 della direttiva 2004/17/CE interessa tre attività distinte sulla NCS: (a) la prospezione di petrolio greggio e gas naturale; (b) la produzione di petrolio greggio e (c) la produzione di gas naturale. L'Autorità ha esaminato le tre attività separatamente <sup>(18)</sup>.
- (19) Ai fini della presente decisione, il termine "produzione" include lo "sviluppo", ossia la creazione delle infrastrutture adeguate per la produzione, per esempio piattaforme petrolifere, oleodotti, terminali, ecc. Il trasporto di gas naturale dalla NCS al mercato tramite la rete di gasdotti a monte non rientra nella presente decisione.

### 5 ACCESSO AI MERCATI

- (20) La direttiva 94/22/CE (direttiva sulle licenze) è stata incorporata al punto 12 dell'allegato IV all'accordo SEE mediante decisione del Comitato misto SEE n. 19/1995 entrata in vigore l'1 settembre 1995.

<sup>(18)</sup> Ciò è conforme alla prassi della Commissione europea nelle decisioni relative alle concentrazioni e nelle sue decisioni di concessione di un'esenzione ai sensi dell'articolo 30 della direttiva 2004/17/CE. Cfr. in particolare la decisione della Commissione, del 29 settembre 1999, che dichiara una concentrazione compatibile con il mercato comune e con l'accordo SEE (Caso n. IV/M.1383 – *Exxon/Mobil*); la decisione della Commissione, del 29 settembre 1999, che dichiara una concentrazione compatibile con il mercato comune e con l'accordo SEE (Caso n. IV/M.1532 – *BP Amoco/Arco*); la decisione della Commissione, del 5 luglio 1999, che dichiara una concentrazione compatibile con il mercato comune e con l'accordo SEE (COMP/M.1573 – *Norsk Hydro/Saga*), la decisione della Commissione, del 3 maggio 2007, che dichiara una concentrazione compatibile con il mercato comune e con l'accordo SEE (Caso n. IV/M.4545 – *STATOIL/HYDRO*); la decisione della Commissione, del 19 novembre 2007, che dichiara una concentrazione compatibile con il mercato comune (Caso n. COMP/M.4934 – *KAZMUNAIGAZ/ROMPETROL*) e la decisione della Commissione, del 21 agosto 2009, che dichiara una concentrazione compatibile con il mercato comune (Caso n. COMP/M.5585 – *Centrica/Venture Production*). Cfr. altresì la decisione di esecuzione della Commissione, del 28 luglio 2011, che esonera la prospezione di giacimenti di petrolio e di gas e lo sfruttamento di giacimenti petroliferi in Danimarca, ad esclusione della Groenlandia e delle Isole Fær Øer, dall'applicazione della direttiva 2004/17/CE del Parlamento europeo e del Consiglio che coordina le procedure di appalto degli enti erogatori di acqua e di energia, degli enti che forniscono servizi di trasporto e servizi postali (GU L 197 del 29.7.2011, pag. 20); la decisione di esecuzione della Commissione, del 24 giugno 2011, che esonera la prospezione di giacimenti di petrolio e di gas e lo sfruttamento di giacimenti petroliferi in Italia dall'applicazione della direttiva 2004/17/CE del Parlamento europeo e del Consiglio che coordina le procedure di appalto degli enti erogatori di acqua e di energia, degli enti che forniscono servizi di trasporto e servizi postali (GU L 166 del 25.6.2011, pag. 28); la decisione della Commissione, del 29 marzo 2010, che esonera la prospezione e lo sfruttamento di giacimenti petroliferi o di gas in Inghilterra, Scozia e Galles dall'applicazione della direttiva 2004/17/CE del Parlamento europeo e del Consiglio che coordina le procedure di appalto degli enti erogatori di acqua e di energia, degli enti che forniscono servizi di trasporto e servizi postali (GU L 84 del 31.3.2010, pag. 52) e la decisione della Commissione, dell'8 luglio 2009, che esonera la prospezione e lo sfruttamento di giacimenti petroliferi o di gas nei Paesi Bassi dall'applicazione della direttiva 2004/17/CE del Parlamento europeo e del Consiglio che coordina le procedure di appalto degli enti erogatori di acqua e di energia, degli enti che forniscono servizi di trasporto e servizi postali (GU L 181 del 14.7.2009, pag. 53).

(21) Il governo norvegese ha notificato all'Autorità il recepimento di tale direttiva il 18 marzo 1996. L'Autorità ha effettuato una valutazione della conformità, in seguito alla quale la Norvegia ha apportato una serie di modifiche alla propria legislazione. Dopo aver apportato tali modifiche, l'Autorità ha ritenuto che la Norvegia avesse correttamente attuato la direttiva sulle licenze.

(22) La direttiva 2003/55/CE (la direttiva sul gas) è stata incorporata nell'accordo SEE al punto 23 mediante decisione del Comitato misto SEE n. 146/2005/CE il 2 dicembre 2005. La direttiva è entrata in vigore per gli Stati EFTA del SEE l'1 giugno 2007.

(23) Il governo della Norvegia ha notificato l'attuazione parziale della direttiva sul gas il 4 giugno 2007 e la piena attuazione il 19 febbraio 2008. Anche in questo caso l'Autorità ha svolto una valutazione della conformità per la presente direttiva. A seguito di una serie di modifiche apportate alla legislazione nazionale norvegese, l'Autorità ha ritenuto che la Norvegia avesse correttamente attuato la direttiva sul gas.

(24) Alla luce delle informazioni illustrate nella presente sezione e ai fini del presente documento, si ritiene che lo Stato norvegese abbia attuato e correttamente applicato gli atti di cui ai punti 12 e 23 dell'allegato IV all'accordo SEE, che corrispondono rispettivamente alla direttiva 94/22/CE e alla direttiva 2003/55/CE.

(25) Di conseguenza, conformemente all'articolo 30, paragrafo 3, comma 1, della direttiva 2004/17/CE, il mercato è considerato liberamente accessibile sul territorio della Norvegia, inclusa la NCS.

## 6 ESPOSIZIONE ALLA CONCORRENZA

(26) Come illustrato in precedenza, l'Autorità ritiene che sia necessario esaminare se i settori interessati siano direttamente esposti alla concorrenza. A tal fine, ha esaminato le prove fornite dal governo norvegese e integrate con gli elementi di prova disponibili nella sfera pubblica laddove necessario.

### 6.1 Prospezione di petrolio greggio e gas naturale

#### 6.1.1 Mercato rilevante

(27) La prospezione di petrolio greggio e gas naturale consiste nell'individuazione di nuove riserve di risorse di idrocarburi. La produzione comprende la creazione delle infrastrutture adeguate per la produzione e lo sfruttamento delle risorse. La prospezione di petrolio greggio e di gas

naturale costituisce un unico mercato del prodotto rilevante distinto dai mercati per la produzione di petrolio greggio e gas naturale. Tale definizione si basa sul fatto che è impossibile stabilire dall'inizio se la prospezione porterà alla scoperta di petrolio greggio o gas naturale. Il governo norvegese ha confermato che ciò si applica sia alle tornate di concessione di licenze numerate sia alle tornate di concessione di licenze APA. La presente definizione di mercato è inoltre in linea con la prassi della Commissione europea <sup>(19)</sup>.

(28) La prospezione delle aree immature e mature è condotta dallo stesso tipo di società e le attività si basano sullo stesso tipo di tecnologia (vale a dire, indipendentemente dal tipo di tornata di concessione di licenze). Anche se la geologia è meglio nota nelle tornate di concessione di licenze APA, le società petrolifere non hanno una conoscenza esatta dell'esistenza del petrolio né sanno se un'eventuale scoperta possa contenere petrolio, gas o entrambi. L'Autorità riconosce pertanto che il mercato rilevante è la prospezione di petrolio greggio e gas naturale, che include attività di prospezione condotte nell'ambito delle tornate di concessione di licenze numerate e APA.

(29) Le società impegnate in attività di prospezione non tendono a limitare le loro attività a una determinata area geografica. La maggior parte delle società è invece presente a livello mondiale. La Commissione europea ha costantemente affermato, nelle sue decisioni, che la portata geografica del mercato della prospezione è mondiale <sup>(20)</sup>. Il governo norvegese concorda con la definizione di mercato geografico della Commissione. L'Autorità riconosce che il mercato geografico rilevante è mondiale.

#### 6.1.2 Esposizione diretta alla concorrenza

(30) Durante il periodo 2011-2013, circa 50 società hanno ricevuto la qualifica di licenziatario nelle licenze di produzione e di conseguenza partecipano alle attività di prospezione sulla NCS <sup>(21)</sup>.

(31) È possibile misurare le quote di mercato degli operatori attivi nella prospezione in base a due variabili: riserve comprovate e produzione prevista <sup>(22)</sup>.

(32) Le riserve mondiali comprovate di petrolio nel 2011 ammontavano a 1 652,6 miliardi di barili e la cifra corrispondente per il gas naturale era di 208,4 trilioni di

<sup>(19)</sup> Cfr. la decisione della Commissione, del 23 gennaio 2003, che dichiara una concentrazione compatibile con il mercato comune (Caso n. COMP/M.3052 – ENI/FORTUM GAS), Caso n. IV/M.1383 – Exxon/Mobil e le decisioni di esecuzione della Commissione relative a Danimarca, Italia, Inghilterra, Galles, Scozia e Paesi Bassi (cfr. nota 18 di cui sopra).

<sup>(20)</sup> Cfr., per esempio, Caso n. COMP/M.3052 – ENI/FORTUM GAS (paragrafo 13) e Caso n. COMP/M.4545 – STATOIL/HYDRO (paragrafo 7) (cfr. nota 18 di cui sopra).

<sup>(21)</sup> Il numero riguarda sia le licenze di produzione nelle tornate di concessione di licenze numerate sia le licenze APA (cfr. documento n. 663313, pagg. 1-20).

<sup>(22)</sup> Cfr., per esempio, la decisione della Commissione in Exxon/Mobil (paragrafi 25 e 27) (nota 18 di cui sopra).

metri cubi o circa 1 310,8 miliardi di barili di petrolio equivalenti <sup>(23)</sup>. Alla fine del 2011, le riserve comprovate di petrolio in Norvegia ammontavano a 6,9 miliardi di barili, pari allo 0,4 % delle riserve mondiali <sup>(24)</sup>. Le riserve comprovate di gas naturale in Norvegia nel 2011 ammontavano a 2,1 trilioni di metri cubi, pari all'1 % delle riserve mondiali <sup>(25)</sup>. Nessuna delle cinque principali società attive sulla NCS detiene una quota mondiale di riserve comprovate che supera l'1 % <sup>(26)</sup>.

- (33) Il governo norvegese non possiede informazioni sulle quote di mercato mondiali delle cinque principali società sulla NCS misurate in termini di produzione prevista. Tuttavia, è ragionevole ritenere che esista una correlazione diretta tra le riserve comprovate di petrolio greggio e gas naturale e la produzione futura prevista <sup>(27)</sup>. Alla luce delle informazioni disponibili, è probabile che le quote di mercato mondiali delle principali società sulla NCS misurate in termini di produzione prevista non generino, in alcun caso, alcuna modifica della valutazione dell'Autorità.
- (34) Inoltre, l'Autorità ha considerato le informazioni sul numero di richieste di tornate di concessione di licenze sulla NCS e di nuovi operatori sulla NCS. Le cifre ricevute dal governo norvegese sul rilascio di licenze nelle ultime tre tornate di concessione di licenze sulla NCS (tenutesi nel 2011-2012) indicano che per ciascuna licenza annunciata hanno fatto richiesta nove società. Nel periodo compreso tra il 2008 e il 2012, a 13 nuovi operatori è stata concessa una licenza di produzione sulla NCS. Pertanto, il numero di società a cui è stata rilasciata una licenza sulla NCS è notevole <sup>(28)</sup>.
- (35) Sulla base degli elementi di cui sopra, il grado di concentrazione sul mercato mondiale per la prospezione del petrolio greggio e del gas naturale deve essere considerato moderato. È probabile che le società attive in tale mercato siano soggette a una notevole pressione concorrenziale. Nulla indica che il settore non sia guidato dal mercato. L'Autorità conclude pertanto che il mercato per la prospezione di petrolio greggio e gas naturale è direttamente esposto alla concorrenza ai sensi della direttiva 2004/17/CE.

<sup>(23)</sup> Cfr. la BP Statistical Review of World Energy ("the BP Statistics") di giugno 2012, pag. 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> Cfr. le statistiche BP, pag. 6.

<sup>(25)</sup> Cfr. le statistiche BP, pag. 20.

<sup>(26)</sup> Cfr. la lettera del governo norvegese all'Autorità del 15 febbraio 2013 (documento n. 663313, pag. 22).

<sup>(27)</sup> Cfr., per esempio, la decisione di esecuzione della Commissione relativa alla Danimarca (cfr. nota 18 di cui sopra) e la decisione di esecuzione della Commissione relativa all'Italia (cfr. nota 18 di cui sopra).

<sup>(28)</sup> Cfr. anche la pubblicazione del ministero norvegese del Petrolio e dell'energia insieme alla direzione norvegese del petrolio - *Facts 2012 - The Norwegian Petroleum Sector*, capitolo 5 relativo a *Player scenario and activity*, pag. 33-35 (<http://www.npd.no/en/Publications/Facts/Facts-2012/Chapter-5/>).

## 6.2 Produzione di petrolio greggio

### 6.2.1 Mercato rilevante

- (36) Il petrolio greggio è una materia prima globale e il suo prezzo è determinato dall'offerta e dalla domanda a livello mondiale. In base alla prassi consolidata della Commissione europea <sup>(29)</sup>, lo sviluppo e la produzione di petrolio greggio costituiscono un mercato del prodotto distinto la cui portata geografica è mondiale. Il governo norvegese concorda con la definizione di mercato <sup>(30)</sup>. Ai fini della presente decisione, l'Autorità sostiene la stessa definizione di mercato.

### 6.2.2 Esposizione diretta alla concorrenza

- (37) Quando viene scoperto petrolio greggio (o gas naturale), i licenziatari sono, se decidono di sviluppare il giacimento, tenuti a presentare un piano per lo sviluppo e il funzionamento ("PDO") del giacimento al ministero norvegese del Petrolio e dell'energia ai fini dell'approvazione. I giacimenti sulla NCS che producono principalmente petrolio <sup>(31)</sup> e per i quali è stato presentato e approvato un PDO negli ultimi cinque anni sono i seguenti:

Anno	Descrizione (nome e licenza del giacimento)	Aggiudicatario
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 Petro AS
2011	Vigdis nordøst, PL089	Statoil Petroleum Petro AS ExxonMobil E&P Norway Idemitsu Petroleum Norge Total E&P Norge RWE Dea Norge

<sup>(29)</sup> Cfr. nota 18 supra.

<sup>(30)</sup> Tuttavia, considerando che la maggior parte dei giacimenti sulla NCS contiene sia petrolio sia gas, il governo norvegese ha ribadito che la produzione congiunta di petrolio e gas nei giacimenti rende impossibile operare una distinzione tra i due nel quadro della direttiva 2004/17/CE.

<sup>(31)</sup> Dal momento che i giacimenti contengono sia petrolio sia gas, la tabella presente nella sezione 6.2 contiene i giacimenti la cui produzione principale è rappresentata da petrolio. I giacimenti che producono principalmente gas sono elencati nella sezione 6.3 successiva.

Anno	Descrizione (nome e licenza del giacimento)	Aggiudicatario
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

Anno	Descrizione (nome e licenza del giacimento)	Aggiudicatario
2012	Svalin, PL169	Statoil Petroleum Petoro AS ExxonMobil E&P Norway

(38) Pertanto, nel periodo compreso tra il 2008 e il 2012, sono stati accettati i PDO per la produzione di petrolio che interessano un totale di 20 società. Inoltre, nel 2010, il ministero del Petrolio e dell'energia ha accettato un PDO che interessa tre nuovi operatori di mercato <sup>(32)</sup>.

(39) Oltre alle società pubbliche norvegesi, l'elenco illustra che i licenziatari sono sia grandi società petrolifere sia società più piccole. Il governo norvegese sostiene che la maggior parte delle società petrolifere sulla NCS fa parte di società con un portafoglio di attività globale diversificato. Il petrolio prodotto è pertanto venduto in misura considerevole a società consociate. Tuttavia, oltre la metà della produzione viene venduta nel mercato a pronti. La figura indicata di seguito mostra il volume della vendita di petrolio greggio nel 2009 dalla NCS.

Il volume della vendita di petrolio greggio nel 2009 dalla NCS:

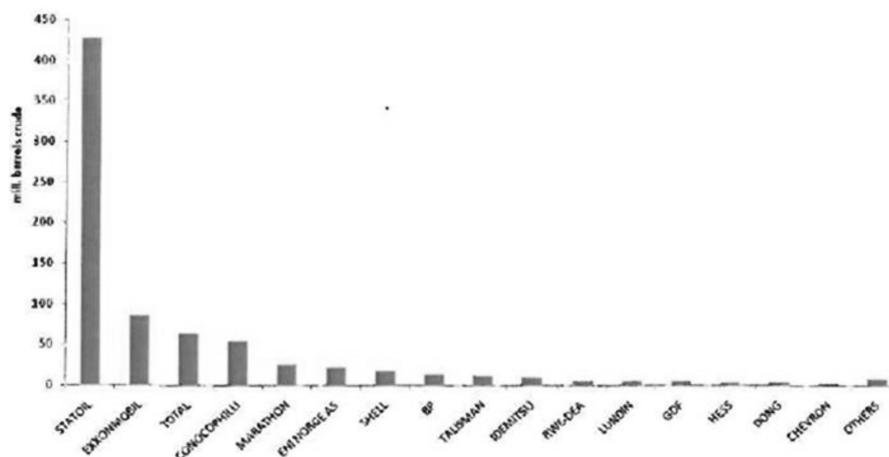


Figura. Venditori di petrolio greggio norvegese nel 2009. La categoria Altri è costituita da Altinex Oil, Bayerngas, Ruhrgas, Dana, Wintershall, Det Norske Oljeselskap, VNG, Revus Energy, Endeavour e EADS (MPE).

<sup>(32)</sup> Cfr. la lettera del governo norvegese all'Autorità del 15 febbraio 2013 (documento n. 663313, pag. 25).

- (40) La produzione totale giornaliera di petrolio a livello mondiale nel 2011 ammontava a 83 576 barili. Nel 2011 in Norvegia sono stati prodotti in totale 2 039 di barili al giorno, corrispondenti al 2,3 % della produzione mondiale <sup>(33)</sup>.
- (41) In termini di produzione di petrolio greggio sulla NCS, Statoil ha rappresentato la quota più elevata nel 2011. Tra gli altri produttori sulla NCS figuravano grandi società petrolifere internazionali quali ExxonMobil, Total, ConocoPhillips, Marathon, Shell, BP ed Eni. Nessuno di tali operatori ha detenuto nel 2011 una quota di mercato a livello mondiale per la produzione di petrolio superiore al 3 % <sup>(34)</sup>. Il grado di concentrazione nel mercato rilevante nel suo insieme è stato pertanto ridotto.
- (42) La Commissione europea, nelle sue decisioni ai sensi della direttiva 2004/17/CE, ha ritenuto che il mercato globalizzato della produzione di petrolio dovrà essere caratterizzato da una forte concorrenza tra numerosi operatori <sup>(35)</sup>. Non vi sono indicazioni in base alle quali questa situazione sia cambiata negli ultimi anni.
- (43) Alla luce degli elementi indicati in precedenza, l'Autorità conclude che nulla indica che il settore non sia guidato dal mercato e pertanto che il mercato per lo sviluppo e la produzione di petrolio greggio sia direttamente esposto alla concorrenza a norma della direttiva 2004/17/CE.

### 6.3 Produzione di gas naturale

#### 6.3.1 Mercato rilevante

- (44) Il mercato per lo sviluppo, la produzione e la vendita all'ingrosso di gas è stato esaminato dalla Commissione europea nell'ambito del regolamento UE sulle concentrazioni <sup>(36)</sup> in numerose decisioni in cui ha ritenuto che esiste un unico mercato per l'offerta di gas a monte (comprendente altresì lo sviluppo e la produzione di gas) ai consumatori del SEE (vale a dire, gas prodotto nei giacimenti di gas e venduto ai consumatori, ivi compresi gli operatori storici nazionali, nel SEE) <sup>(37)</sup>.

<sup>(33)</sup> Cfr. le statistiche BP, pag. 8.

<sup>(34)</sup> Cfr. la lettera del governo norvegese all'Autorità del 15 febbraio 2013 (documento n. 663313, pag. 26).

<sup>(35)</sup> Cfr. la decisione di esecuzione della Commissione relativa alla Danimarca (paragrafo 16) (nota 18 di cui sopra). Cfr. anche la decisione di esecuzione della Commissione relativa all'Italia (paragrafo 16); la decisione di esecuzione della Commissione relativa a Inghilterra, Scozia e Galles (paragrafo 16) e la decisione di esecuzione della Commissione relativa ai Paesi Bassi (paragrafo 12) (cfr. nota 18 di cui sopra).

<sup>(36)</sup> Regolamento (CE) n. 139/2004 del Consiglio, del 20 gennaio 2004, relativo al controllo delle concentrazioni tra imprese ("Regolamento comunitario sulle concentrazioni"), (GU L 24 del 29.1.2004, pag. 1). Incorporato nell'accordo SEE nell'allegato XIV, capitolo A, punto 1 dalla decisione n. 78/2004 (GU L 219 del 19.6.2004, pag. 13 e supplemento SEE n. 32 del 19.6.2004, pag. 1).

<sup>(37)</sup> Cfr. Caso n. IV/M.4545 – STATOIL/HYDRO (paragrafo 9) (cfr. nota 18 di cui sopra).

#### LNG e gas di città

- (45) Il gas naturale può essere trasportato attraverso gasdotti a monte o tramite navi sotto forma di gas naturale liquefatto (in appresso "LNG"). L'esportazione di gas della Norvegia per il 2012 è stata di circa 112 miliardi di metri cubi, di cui 107 miliardi di metri cubi costituivano gas di città e 5 miliardi di metri cubi sono stati trasportati come LNG <sup>(38)</sup>.
- (46) Il governo della Norvegia sostiene che le forniture di LNG sono intercambiabili e in diretta concorrenza con il gas di città. Una volta che l'LNG viene di nuovo trasformato in gas, può entrare nella rete di gasdotti per il gas naturale in modo intercambiabile con il gas fornito tramite gasdotti dai giacimenti a monte. Zeebrugge in Belgio è menzionato come esempio: una volta che il gas di città dalla NCS passa attraverso il terminale di approdo e l'LNG è stato di nuovo trasformato in gas nel terminale LNG di Zeebrugge, entrambe le fonti di gas sono completamente intercambiabili. Sebbene le infrastrutture di rigassificazione non siano presenti in tutti gli Stati del SEE, la capacità di rigassificazione è aumentata notevolmente negli ultimi anni. La capacità di rigassificazione nel SEE è prossima ai 200 miliardi di metri cubi. Con l'espansione della rete di gasdotti, l'LNG è sempre più disponibile per un numero crescente di consumatori del SEE.
- (47) La Commissione europea ha nelle recenti decisioni lasciata aperta la questione se le forniture di gas naturale liquefatto (LNG) debbano essere distinte dalle forniture di gas di città <sup>(39)</sup>.
- (48) Ai fini della presente decisione, l'Autorità ritiene che la questione inerente alla distinzione tra gas di città e LNG possa essere analogamente lasciata aperta.

#### Alto potere calorifico e basso potere calorifico

- (49) A valle esistono reti distinte per la distribuzione di gas ad alto potere calorifico (HCV) e di gas a basso potere calorifico (LCV) e gli utilizzatori finali sono connessi alla rete appropriata per la loro fornitura. Il gas HCV può essere convertito in LCV e viceversa. I produttori di gas norvegesi forniscono gas di tipo HCV.
- (50) Il governo norvegese sostiene che il livello di sostituibilità tra gas LCV e gas HCV deve far sì che tali prodotti rientrino nello stesso mercato per l'approvvigionamento di gas da una prospettiva a monte. Si deduce inoltre che la fornitura di gas LCV rappresenta una parte relativamente ridotta della fornitura totale di gas al SEE: circa il 10 %.

<sup>(38)</sup> Cfr. la lettera del governo norvegese all'Autorità del 15 febbraio 2013 (documento n. 663313, pag. 33).

<sup>(39)</sup> Cfr. la decisione della Commissione, del 16 maggio 2012, che dichiara una concentrazione compatibile con il mercato comune e con l'accordo SEE (Caso n. COMP/M.6477 – BP/CHEVRON/ENI/SONANGOL/TOTAL/JV (paragrafo 19). Cfr. anche Caso n. IV/M.4545 – STATOIL/HYDRO (paragrafo 12); la decisione di esecuzione della Commissione relativa ai Paesi Bassi (paragrafo 13) e la decisione di esecuzione della Commissione relativa a Inghilterra, Scozia e Galles (paragrafo 15) (cfr. nota 18 di cui sopra).

- (51) Ai fini della presente decisione, l'Autorità riconosce che la questione inerente a una distinzione tra gas HCV e gas LCV possa essere lasciata aperta.

#### Conclusione in merito alla definizione di mercato del prodotto

- (52) Relativamente alla definizione di mercato del prodotto, ai fini della presente decisione, l'Autorità ritiene che esista un mercato per la fornitura a monte di gas (che comprende anche lo sviluppo e la produzione di gas). Le questioni inerenti all'inclusione dell'LNG o del gas LCV nel mercato del prodotto rilevante sono irrilevanti ai fini della presente decisione.

#### Portata geografica

- (53) Il governo norvegese sostiene che le tre direttive sul mercato del gas hanno creato un mercato del gas naturale liberalizzato e integrato nell'Europa nord-occidentale. L'Unione europea intende integrare pienamente i mercati entro il 2014. Con un mercato unico del gas, il governo norvegese ritiene che non sia rilevante considerare le quote di mercato per i singoli Stati del SEE e che una volta che il gas ha raggiunto la frontiera del mercato interno europeo, esso scorrerà liberamente nel punto in cui è richiesto in base alle fonti dell'offerta e della domanda.

- (54) Del gas esportato tramite gasdotto dalla NCS, circa il 70 % è stato trasportato ai terminali riceventi in Germania e nel Regno Unito e la quota rimanente ai terminali in Belgio e Francia. Il gas trasportato mediante gasdotto dalla Norvegia viene venduto tramite collegamenti ai gasdotti e accordi di scambio a un numero aggiuntivo di Stati del SEE: oltre 10 Stati del SEE in totale. Della produzione di LNG dalla NCS, circa i due terzi sono stati storicamente venduti al SEE. Ciò indica che quasi tutto il gas norvegese viene esportato nel SEE.

- (55) Inoltre, il governo norvegese sostiene che gli acquirenti di gas nel SEE dispongono di varie fonti di approvvigionamento, ovvero sia gas dell'UE (in genere Danimarca, Paesi Bassi e Regno Unito) o dei paesi vicini (in genere Russia, Algeria e Libia nonché Norvegia) come pure di altri paesi più lontani (per esempio, paesi del Medio Oriente o Nigeria, sotto forma di LNG).

- (56) Il governo norvegese sostiene inoltre che gli hub nel Regno Unito e nel continente europeo sono sempre più liquidi e la formazione dei prezzi nei diversi hub mostra che è stato raggiunto un notevole livello di integrazione.

- (57) Relativamente alla definizione di mercato geografico, precedenti decisioni della Commissione europea nell'ambito del regolamento UE sulle concentrazioni hanno concluso

che è molto probabile che comprenda il SEE, oltre alle importazioni di gas della Russia e dell'Algeria, pur lasciandone aperta la definizione. Nella decisione sulla fusione tra Statoil e Hydro la Commissione non ha ritenuto necessario stabilire se l'area geografica rilevante appropriata da prendere in considerazione fosse: (i) il SEE, (ii) un'area comprendente quei paesi del SEE in cui viene venduto il gas della NCS (direttamente tramite gasdotti o tramite scambi) o (iii) ciascun singolo paese in cui le parti vendono gas<sup>(40)</sup>. Indipendentemente dalla definizione geografica considerata, tale concentrazione non susciterebbe preoccupazioni concorrenziali nel mercato per la fornitura a monte di gas.

- (58) Ai fini della presente decisione, e per i motivi illustrati di seguito, l'Autorità ritiene che non sia necessario decidere in merito all'esatta portata del mercato geografico del gas naturale. In base a qualsiasi ragionevole definizione di mercato geografico, l'Autorità sostiene che il settore interessato sia direttamente esposto alla concorrenza.

#### 6.3.2 Esposizione diretta alla concorrenza

- (59) Quando viene scoperto gas naturale (o petrolio greggio), i licenziatari, se decidono di sviluppare il giacimento, sono tenuti a presentare un piano per lo sviluppo e il funzionamento ("PDO") del giacimento al ministero norvegese del Petrolio e dell'energia ai fini dell'approvazione. I giacimenti che producono principalmente gas sulla NCS<sup>(41)</sup> e per i quali è stato presentato e approvato un PDO negli ultimi cinque anni sono i seguenti:

Anno	Descrizione (nome e licenza del giacimento)	Aggiudicatario
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> Caso n. IV/M.4545 – STATOIL/HYDRO, paragrafo 16 (nota 18 di cui sopra).

<sup>(41)</sup> Dal momento che i giacimenti sulla NCS contengono sia petrolio sia gas, la tabella presente nella sezione 6.3 contiene i giacimenti la cui produzione principale è rappresentata da gas. I giacimenti che producono principalmente petrolio sono elencati nella sezione 6.2 precedente.

Anno	Descrizione (nome e licenza del giacimento)	Aggiudicatario
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 Nor- ge
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 oljesel- skap
2012	Martin Linge, PL040, PL043	Total E&P Norge Petoro AS Statoil Petroleum

(60) Nel periodo compreso tra il 2008 e il 2012, sono stati accettati i PDO per la produzione di gas che interessano un totale di 14 società. Tra il 2009 e il 2011 sono stati accettati PDO che interessano tre nuovi operatori <sup>(42)</sup>. Oltre 25 società sulla NCS esportano gas nel SEE <sup>(43)</sup>.

(61) Nel 2011, la produzione di gas in Norvegia ammontava a 101,4 miliardi di metri cubi pari al 3,1 % della produzione mondiale <sup>(44)</sup>. Oltre il 95 % della produzione di NCS viene esportato nel SEE tramite gasdotti verso sei punti di sbarco in quattro paesi (Regno Unito, Germania, Belgio e Francia) <sup>(45)</sup>. Circa 1,4 miliardi di metri cubi (meno del 2 %) del gas prodotto sulla NCS è stato consumato a livello nazionale in Norvegia.

<sup>(42)</sup> Cfr. la lettera del governo norvegese all'Autorità del 15 febbraio 2013 (documento n. 663313, pag. 28).

<sup>(43)</sup> Cfr. la notifica del governo norvegese all'Autorità del 5 novembre 2012 (documento n. 652027, pag. 30).

<sup>(44)</sup> Cfr. le statistiche BP, pag. 22.

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

(62) Esistono numerose società indipendenti attive nella produzione di gas sulla NCS. Inoltre, nuove società sono accettate come licenziatarie. Le cinque principali società produttrici di gas sulla NCS, misurate in termini di livello di produzione annuale, sono: Petoro, Statoil, Exxon Mobil, Total e Shell. Statoil è la principale società produttrice di gas sulla NCS. La percentuale combinata della produzione totale di gas delle tre principali società produttrici di gas sulla NCS non supera il 50 % <sup>(46)</sup>.

(63) Gli Stati membri dell'UE consumano circa 500 miliardi di metri cubi di gas all'anno. Secondo Eurogas <sup>(47)</sup>, nel 2011, le forniture di gas dagli Stati membri dell'UE hanno rappresentato il 33 % delle forniture nette totali, seguite da Russia (24 %), Norvegia (19 %) <sup>(48)</sup> e Algeria (9 %), erogate tramite gasdotti e come LNG. Altre fonti provenienti da diverse parti del mondo hanno contribuito al restante 15 %.

(64) Tutti i licenziatari sulla NCS sono responsabili della vendita del proprio gas. Le società produttrici sulla NCS hanno stipulato accordi di vendita del gas con gli acquirenti in numerosi Stati membri dell'Unione europea. Per il 2011, la percentuale del consumo totale di gas coperta dal gas norvegese in ciascuno dei sei Stati membri dell'UE che importano la maggior parte del gas dalla NCS è stata <sup>(49)</sup>:

Stato SEE	% dei consumi coperta dal gas norvegese
UK	35 %
Germania	32 %
Belgio	34 %
Paesi Bassi	24 %
Francia	26 %
Italia	14 %

Consumo di gas nazionale del SEE – IHS CERA

<sup>(46)</sup> Cfr. la lettera del governo norvegese all'Autorità del 15 febbraio 2013 (documento n. 663313, pag. 28).

<sup>(47)</sup> Cfr. Eurogas, Statistical Report 2012 [relazione statistica 2012], pag. 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> Dalle informazioni presentate dal governo norvegese all'Autorità risulta che la cifra possa essere maggiore. Tuttavia, ciò è irrilevante ai fini della presente decisione.

<sup>(49)</sup> Le statistiche relative alla destinazione del gas naturale norvegese all'SEE si basano sulla nazionalità della società acquirente.

- (65) Statoil è il secondo principale fornitore di gas al SEE dopo Gazprom, con circa il 20 %<sup>(50)</sup> del consumo totale del SEE. Come può evincersi dalla tabella precedente, nei principali Stati del SEE a cui viene fornito il gas norvegese, i fornitori NCS risentono della concorrenza dei fornitori che si riforniscono di gas in altre aree geografiche. Di conseguenza, gli acquirenti all'ingrosso in tali Stati del SEE dispongono di fonti alternative di fornitura rispetto al gas proveniente dalla NCS. Ciò può essere illustrato ulteriormente dalle statistiche compilate da Eurogas (tabella seguente), che mostrano che oltre al gas norvegese, gli Stati membri dell'UE hanno ricevuto forniture di gas dalla produzione interna, da Russia, Algeria, Qatar e altre fonti:

FORNITURE DI GAS NATURALE NEI PAESI MEMBRI DI EUROGAS E NELL'UE, 2011<sup>(1)</sup>

TWh	produzione interna	Russia	Norvegia	Algeria	Qatar	Altre fonti (*)	Cambiamenti nelle scorte (**)	Altri bilanci	Forniture nette totali	% cambiamento 2011/2010
Austria	18,8	59,8	14,5	0,0	0,0	29,4	- 22,1	- 4,9	95,6	- 6%
Belgio	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 %
Danimarca	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 %
Finlandia	0,0	43,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	43,4	- 12 %
Francia	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 %
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 %
Lettonia	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 %
Lussemburgo	0,0	3,2	6,9	0,0	0,0	3,2	0,0	0,0	13,4	- 13 %
Paesi Bassi	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 %
Portogallo	0,0	0,0	0,0	21,6	0,0	36,9	0,0	0,0	58,5	0 %
Regno Unito	526,7	0,0	244,2	2,6	230,6	- 76,7	- 22,6	- 0,1	904,7	- 17 %
Repubblica ceca	1,4	63,3	12,2	0,0	0,0	23,2	- 10,0	- 4,6	85,5	- 10 %

<sup>(50)</sup> Questo volume di vendite include le vendite di Statoil per conto di Petoro/SDFI.

TWh	produzione interna	Russia	Norvegia	Algeria	Qatar	Altre fonti (*)	Cambiamenti nelle scorte (**)	Altri bilanci	Forniture nette totali	% cambiamento 2011/2010
Romania	117,0	34,2	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,4	0,0	150,8	3 %
Slovacchia	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 %
Spagna	1,9	0,0	13,9	147,4	51,5	160,4	-4,5	1,6	372,2	-7 %
Svezia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14,9	0,0	0,0	14,9	-20 %
Ungheria	32,5	72,6	0,0	0,0	0,0	5,6	14,0	-0,6	124,2	-6 %
<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>% cambiamento 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>	
Svizzera	0,0	7,6	7,3	0,0	0,0	19,6	0,0	0,0	34,5	-10 %
Turchia	8,1	270,3	0,0	44,2	0,0	144,7	0,0	2,4	469,7	18 %

(<sup>1</sup>) La presente tabella è tratta da Eurogas, Statistical Report 2012 [Relazione statistica 2012], pag. 6.

Unità: terawattora (valore calorifico lordo).

Nota: i dati costituiscono le migliori stime disponibili al momento della pubblicazione.

(\*) Compresa le esportazioni nette.

(\*\*) (-) Iniezione / (+) Ritiro.

(66) Per quanto riguarda gli Stati membri dell'UE in cui con la percentuale maggiore di gas proviene dalla Norvegia, esistono fonti di approvvigionamento alternative. Alcune di queste alternative sono:

— nel Regno Unito, dove il gas della NCS rappresenta circa il 35 %, è presente una notevole produzione nazionale di gas (sebbene sia in calo dal 2000) (<sup>51</sup>). Le importazioni di LNG verso il Regno Unito sono cresciute sostanzialmente negli ultimi anni (<sup>52</sup>);

— in Belgio, dove il gas della NCS rappresenta circa il 34 %, l'LNG viene di nuovo trasformato in gas presso il terminale LNG di Zeebrugge e può essere sostituito con gas di città;

— in Germania, dove il gas della NCS rappresenta circa il 32 %, i due gasdotti Nord Stream dalla Russia, che sono stati inaugurati rispettivamente nel 2011 e nel 2012, forniscono una nuova fonte di approvvigionamento di gas dalla Russia. Il governo norvegese è del parere che l'apertura di tali gasdotti condurrà molto probabilmente a un aumento della concorrenza tra il gas della Norvegia e quello della Russia, dal momento che ciò aumenta la diversificazione degli approvvigionamenti destinati all'Europa.

(67) Gli acquirenti all'ingrosso devono tener fede ai loro impegni take-or-pay nell'ambito dei rispettivi contratti di vendita a lungo termine con i fornitori di gas norvegese. Dopo aver rispettato tali impegni, gli acquirenti all'ingrosso sono liberi di passare a fonti alternative di approvvigionamento - per esempio gas di città a pronti o LNG a pronti - o possono aumentare i volumi assunti in base a contratti a lungo termine con altri fornitori. I contratti di vendita più recenti tendono ad avere una minore durata. Come indicato dal governo norvegese, il mercato a pronti sta diventando più importante con hub sempre più liquidi sia nel Regno Unito sia nel continente europeo. Inoltre, nell'UE, la capacità di rigassificazione è più che raddoppiata negli ultimi cinque anni. Nel 2011, il

(<sup>51</sup>) Compendio di statistiche energetiche del Regno Unito ("DUKES") 2012, Department of Energy & Climate Change, capitolo 4 sul gas 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)), pag. 95.

(<sup>52</sup>) DUKES (cfr. nota 50), pag. 95.

25 % delle importazioni nette dell'UE di gas è stato fornito dall'LNG, ripartito tra i seguenti Stati membri dell'UE:

FORNITURE DI LNG NEI PAESI MEMBRI DI EUROGAS E NELL'UE, 2011 <sup>(1)</sup>

TWh	LNG Importazioni nette	% Cambiamento 2011/2010
Belgio	49,8	- 19 %
Francia	163,9	5 %
Grecia	13,5	5 %
Italia	94,2	- 2 %
Paesi Bassi	9,5	
Portogallo	34,7	7 %
Regno Unito	270,7	33 %
Spagna	257,2	- 18 %
<b>UE</b>	<b>893,5</b>	<b>2 %</b>
Turchia	68,9	- 21 %

<sup>(1)</sup> La presente tabella è tratta da Eurogas, Statistical Report 2012 [Relazione statistica 2012], pag. 7.  
Unità: terawattora (valore calorifico lordo).

- (68) La pressione concorrenziale nel mercato del gas naturale deriva altresì dall'esistenza di prodotti alternativi al gas (per esempio carbone o rinnovabili).
- (69) Tutti i principali gasdotti di trasporto del gas dalla NCS al continente europeo e al Regno Unito sono di proprietà della Gassled <sup>(53)</sup>. L'accesso alla rete di gasdotti a monte è gestito da Gassco AS, una società interamente di proprietà dello Stato norvegese. Gassco AS non detiene alcuna quota o capacità nella rete di gasdotti a monte e agisce indipendentemente nel concedere l'accesso alle capacità libere. Il sistema di trasporto del gas è neutrale per tutti gli operatori che hanno necessità di trasportare gas naturale. Le società produttrici e gli utenti qualificati hanno diritto ad accedere al sistema in condizioni non discriminatorie, oggettive e trasparenti. Gli utenti hanno accesso alla capacità del sistema in base alle proprie esigenze di trasporto del gas <sup>(54)</sup>. Pertanto, gli operatori del gas nuovi e attuali sulla NCS possono accedere alla rete di gasdotti a monte e fornire gas ai consumatori in concorrenza con altri operatori sulla NCS.

<sup>(53)</sup> Gassled è una joint venture non costituita in società e disciplinata dal diritto norvegese. Ciascun proprietario della Gassled detiene una quota indivisa, corrispondente alla propria quota di partecipazione, in tutti i diritti e gli obblighi della joint venture (cfr. la notifica del governo norvegese all'Autorità del 5 novembre 2012 (documento n. 652027, pagg. 7-8).

<sup>(54)</sup> Cfr. il libro bianco *An industry for the future – Norway's petroleum activities* (Meld. St. 28 (2010–2011) Report to the Norwegian Parliament (Storting), pag. 68).

- (70) Alla luce degli elementi indicati in precedenza, l'Autorità conclude che nulla indica che il settore non sia guidato dal mercato e che la produzione di gas naturale sulla NCS sia pertanto direttamente esposta alla concorrenza a norma della direttiva 2004/17/CE.

### III. CONCLUSIONE

- (71) L'Autorità ritiene che le seguenti attività in Norvegia e in particolare sulla piattaforma continentale norvegese siano direttamente esposte alla concorrenza ai sensi dell'articolo 30, paragrafo 1, della direttiva 2004/17/CE:
- (a) prospezione di petrolio greggio e gas naturale;
  - (b) produzione di petrolio greggio e
  - (c) produzione di gas naturale.
- (72) Dato che la condizione della libera accessibilità del mercato può considerarsi rispettata, la direttiva 2004/17/CE non si applicherà nel caso in cui gli enti aggiudicatori attribuiscono contratti destinati a consentire la prestazione dei servizi di cui ai punti (a), (b) e (c) dei considerando 2 e 71 della presente decisione in Norvegia e in particolare sulla piattaforma continentale norvegese.
- (73) La presente decisione si basa sulla situazione giuridica e di fatto di marzo 2013, quale risultante dalle informazioni trasmesse dal governo norvegese. Essa può essere rivista, qualora cambiamenti significativi della situazione giuridica o di fatto comportino il non rispetto delle condizioni di applicabilità di cui all'articolo 30, paragrafo 1, della direttiva 2004/17/CE.

HA ADOTTATO LA PRESENTE DECISIONE:

#### Articolo 1

L'atto di cui al punto 4 dell'allegato XVI dell'accordo sullo Spazio economico europeo che stabilisce le procedure per l'aggiudicazione degli appalti nel settore dei servizi pubblici (direttiva 2004/17/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 31 marzo 2004, che coordina le procedure di appalto degli enti erogatori di acqua e di energia, degli enti che forniscono servizi di trasporto e servizi postali) non si applica agli appalti aggiudicati da enti aggiudicatori e destinati a permettere la prestazione dei seguenti servizi in Norvegia e in particolare sulla piattaforma continentale norvegese:

- (a) prospezione di petrolio greggio e gas naturale;
- (b) produzione di petrolio greggio e
- (c) produzione di gas naturale.

*Articolo 2*

Il Regno di Norvegia è destinatario della presente decisione.

Fatto a Bruxelles, il 30 aprile 2013

*Per l'Autorità di vigilanza EFTA,*

Sverrir Haukur GUNNLAUGSSON  
*Membro del Collegio*

Markus SCHNEIDER  
*Direttore ff.*

---