

Norwegens Öl- und Gaswirtschaft hat einen langen Atem

 13.09.2016

Nur wenig Projekte dürften bis 2020 Gewinnzone erreichen / Mehr Besucher auf der Fachmesse ONS 2016 als erwartet / Von Heiko Steinacher

Oslo (GTAI) - Der anhaltend niedrige Ölpreis wird für Norwegen zur Geduldsprobe. Die Öl- und Gasindustrie macht rund ein Fünftel der Wirtschaftsleistung des Landes aus, der Kostendruck auf die Unternehmen wird immer größer. Dennoch kehrt das Interesse am Offshoregeschäft allmählich zurück. Fast 66.000 Besucher kamen Ende August 2016 nach Stavanger zur Offshoremesse ONS, einem der wichtigsten Branchentreffpunkte weltweit. 1.241 Aussteller aus 40 Ländern waren zugegen, nur 11% weniger als im Öl-Boomjahr 2014.

Das Interesse am Offshoregeschäft kehrt in Norwegen allmählich wieder zurück. Ende Mai 2016 hat das Land 13 Konzessionen für Probebohrungen in der Barentssee vergeben, und bereits wenige Wochen danach eine weitere Lizenzierungsrunde auch für andere Gebiete gestartet. "Neben klassischen Dienstleistungen besteht hohes Interesse an Technologien und Know-how zu Effizienzsteigerung in allen Phasen des gesamten Lebenszyklus eines Feldes", sagt Andreas Totzauer, Abteilungsleiter Messeservice der AHK Norwegen.

Statoil hat seit 2014 rund 500 bestehende Verträge mit Zulieferern und Partnern nachverhandelt. Außerdem konnte der mehrheitlich in Staatsbesitz befindliche Konzern die Kosten für die Erschließung mehrerer Felder deutlich senken. Nach Angaben des Unternehmens liegt der Break-Even-Preis - also die Gewinnschwelle, ab der die Produktion sich selbst trägt - für die erste Phase des Johan-Sverdrup-Projekt bereits unter 25 US\$ pro Barrel. Das noch vor einem Jahr auf 170 Mrd. bis 220 Mrd. Norwegische Kronen (nkr; circa 18,3 Mrd. bis 23,6 Mrd. Euro; 9,3030 nkr im August-Durchschnitt 2016) geschätzte Gesamt-Investment für das derzeit größte Offshoreprojekt in Norwegen wurde Ende August 2016 noch mit 140 Mrd. bis 170 Mrd. nkr beziffert. 2018 soll dort eine feste Bohrinselfeld in Betrieb gehen. Das Johan-Sverdrup-Feld wird von Statoil betrieben.

Statoil veröffentlicht revidierte Ausbaupläne

Im August 2016 hat Statoil seine revidierten Ausbaupläne für die nächsten Jahre präsentiert. Außer Johan Sverdrup verfolgt der Konzern noch etwa 30 weitere, größere Projekte. Dahinter verbergen sich Investitionen in Höhe von insgesamt rund 280 Mrd. nkr, von denen vier Fünftel auf Norwegen entfallen. Projekte anderer Unternehmen eingeschlossen, rechnet der Branchenverband Petro Arctic in den nächsten 15 Jahren mit Investitions- und Betriebskosten für Projekte der Offshore-Öl- und -Gaswirtschaft von insgesamt 500 Mrd. bis 600 Mrd. nkr.

Statoil will unter anderem das Öl- und Gasfeld Trestakk über eine Unterwasseranbindung an die bereits bestehende Plattform Asgard B anschließen. Das Johan-Castberg-Ölfeld in der Barentssee wird um eine schwimmende Station zur Förderung, Produktion, Lagerung und Weiterleitung von Öl (FPSO) erweitert, die Ölfelder Snorre und Troll um Subsea-Anlagen und schwimmende Plattformen. Ferner sollen das Snohvit-Gasfeld, die Förderplattform Njord sowie das Entwicklungsprojekt Snilehorn ausgebaut werden. An den beiden letztgenannten Vorhaben ist auch die deutsche Verbundnetz Gas (VNG) über ihr Tochterunternehmen VNG Norge beteiligt.

Einerseits kann sich die Zulieferindustrie über diese Erweiterungspläne freuen. Andererseits befürchten Fachleute, dass Statoil seine Marktmacht dazu ausnutzen könnte, seinen Zulieferern Vertragsbedingungen aufzuzwingen, zu denen nicht einmal die Betriebskosten gedeckt wären. Statoil hält 70 bis 80% der Lizenzen auf dem Norwegischen Schelf.

NORWEGENS ÖL- UND GASWIRTSCHAFT HAT EINEN LANGEN ATEM

Auch deutsche Firmen sind im norwegischen Öl- und Gasgeschäft aktiv. In ihrem ersten eigenoperierten Feld in Norwegen, Maria, hat die BASF-Tochter Wintershall in diesem Sommer zwei Unterwasser-Templates auf dem Meeresgrund installiert. Damit wird das Feld an die nahe gelegenen Plattformen Kristin, Heidrun und Asgard B angeschlossen. Wintershall Norge hält an dem Projekt eine Beteiligung von 50% und ist Betriebsführer, die übrigen Partner Petoro und Centrica Resources Norge 30 beziehungsweise 20%. Anfang Mai 2016 hat Wintershall einen über vier Jahre laufenden Servicevertrag für seine Explorations- und Entwicklungsprojekte in Norwegen an Halliburton vergeben.

DEA finalisiert gerade das Entwicklungs- und Betriebskonzept für das Zidane-Gasfeld. Die Norwegen-Tochter des deutschen Öl- und Gasunternehmens ist Betriebsführer bei dem Projekt (40% Beteiligung), weitere Partner mit einem Anteil von je 20% sind die norwegischen Niederlassungen von Edison International, Maersk Oil und OMV. Die Entwicklung soll noch im Jahr 2016 beginnen, geplanter Produktionsstart ist 2020.

DEA erhält neue Lizenzen in der Barentssee

Auch richten sich die Blicke wieder verstärkt in Richtung Barentssee. Für diese Region hat Norwegen Ende Mai 13 Konzessionen für Ölbohrungen vergeben. Zu den Lizenznehmern gehören auch die schwedische Lundin-Gruppe und der deutsche DEA-Konzern. Mit 70% der gas- und ölhöffigen Gebiete ging der Löwenanteil dieser Vergaberunde aber an Statoil. Der norwegische Öl- und Gasriese wurde unter anderem auch Betreiber eines Blocks in direkter Nachbarschaft zum Wisting-Ölgebiet, in dem OMV vor zwei Jahren Öl gefunden hat.

Zwar sind die Entwicklungskosten besonders in arktischen Regionen immer noch sehr hoch, doch konnte Statoil sie zum Beispiel für das Johan-Castberg-Gebiet rund 240 km nordwestlich von Hammerfest in den letzten beiden Jahren etwa um die Hälfte senken. Johan Castberg ist das am weitesten fortgeschrittene Explorationsprojekt in der Region. Hätte der Ölpreis, um kostendeckend zu arbeiten, 2013 dort noch bei mindestens 70 US\$ pro Barrel liegen müssen, hat sich diese Schwelle zur Jahresmitte 2016 auf etwas über 50 \$ reduziert.

Nur wenige Projekte dürften bis 2020 die Gewinnschwelle überschreiten

Die internationale Forschungs- und Beratungsgruppe Wood Mackenzie legte ihrer Untersuchung im August 2016 eine mit 15% diskontierte Gewinnschwelle von 50 \$ pro Barrel zugrunde. Sie erwartet, dass von den 21 Projekten in ganz Norwegen, für die bis 2020 ein endgültiger Investitionsbeschluss zu erwarten ist, nur zwei bis drei diese unterschreiten werden. Johan Castberg (Statoil), Pil & Bue (VNG) und Zidane (DEA) lägen darüber, Skarfjell (Wintershall) könnte gerade so hinkommen. Eine regelmäßig aktualisierte Übersicht mit Break-Even-Preisen von Projekten der Öl- und Gasindustrie auf dem norwegischen Kontinentalsockel bietet die Online-Zeitung E24 mit ihrer "oljekart" unter <http://e24.no/spesial/2014/feltutbygginger>.

Speziell im norwegischen Teil der Barentssee fördert bislang nur eine einzige Bohrinselform, und zwar die Goliat-Plattform 85 km nordwestlich von Hammerfest. Das Projekt gehört zu 65% Eni, Statoil hält 35%. Wegen technischer Schwierigkeiten hatte sich die Inbetriebnahme um über zwei Jahre bis März 2016 verzögert. Nun ruht die Produktion erneut wegen mehrerer Gaslecks.

Nur wenige Wochen nach der Lizenzvergabe in der Barentssee hat die Regierung in Oslo eine weitere Lizenzierungsrunde gestartet, die sich auf sämtliche Gebiete der Norwegischen See und des norwegischen Teils der Barentssee bezieht. Ausgenommen sind nur die Inselgruppen der Vesteralen und Lofoten. Vor dem Hintergrund des anhaltend niedrigen Ölpreises ist auch die Diskussion, ob für diese angesichts der dort relativ niedrigen Förderkosten nun doch eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchgeführt werden soll, erneut entflammt.

Insgesamt werden die Investitionen in Norwegens Öl- und Gaswirtschaft nach Prognosen des Statistikamts 2016 (und 2017) weiter zurückgehen, und zwar um 17 (8) % auf 163,5 Mrd. (150,5 Mrd.) nkr. Während die Ausga-

NORWEGENS ÖL- UND GASWIRTSCHAFT HAT EINEN LANGEN ATEM

ben für die Entwicklung bestehender Felder 2017 noch um 12% sinken könnten, sollen die Budgets für Explorationsprogramme und Konzeptplanungen dann aber bereits wieder um 13% steigen. Die Gesamtinvestitionen des Sektors dürften indes erst 2018 wieder leicht nach oben gehen.

Dessen ungeachtet kamen Ende August 2016 fast 66.000 Besucher nach Stavanger zur Offshoremesse ONS, einem der wichtigsten Branchentreffpunkte weltweit. Das waren zwar 28% weniger als beim letzten Mal, doch fand die Messe letztmalig 2014 statt, als der Ölpreis für die Sorte Brent zur Jahresmitte noch bei über 100 \$ pro Barrel lag. Die Anzahl der Aussteller ist nur um 11% auf 1.241 zurückgegangen. Deutschland präsentierte sich 2016 wieder mit einem Pavillon. "Der Tenor nach Messeschluss war positiv - die deutschen Unternehmen berichteten von guten Gesprächen und interessanten Leads", sagte Andreas Totzauer, der den Pavillon seitens der AHK Norwegen betreut hat.

Investitionen in die norwegische Öl- und Gasindustrie (in Mio. nkr)

	2013	2014	2015	2016 *)	2017 *)
Öl- und Gasgewinnung	214.280	216.164	190.970	162.104	147.941
Pipelinetransport	3.245	4.538	4.382	1.392	2.566

*) Prognose vom August 2016

Quelle: Statistikamt SSB

(S.H.)

KONTAKT

Charlotte Schneider

☎ +49 228 249 93 279

✉ [Ihre Frage an uns](#)

Alle Rechte vorbehalten. Nachdruck – auch teilweise – nur mit vorheriger ausdrücklicher Genehmigung. Trotz größtmöglicher Sorgfalt keine Haftung für den Inhalt.

© 2019 Germany Trade & Invest

Gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages.