

Gasgewinnung im Feld von Ormen Lange

NEUIGKEITEN

ABB-Auftrag für Anbindung von Offshore-Parks

ABB hat vom deutsch-niederländischen Übertragungsnetzbetreiber TenneT einen Auftrag für die Lieferung einer Stromleitung erhalten, die Offshore-Windparks in der Nordsee ans deutsche Stromnetz anschließen soll. Das Auftragsvolumen beläuft sich auf rund 1 Milliarde US-Dollar. Das ist der bisher größte Stromübertragungsauftrag in der Geschichte der ABB. ABB liefert das größte Offshore-HGÜ-System (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung) der Welt, das eine Nennleistung von über 900 Megawatt (MW) aufweisen und die elektrischen Verluste auf unter ein Prozent pro Umrichterstation minimieren wird. Über die Leitung können nach ihrer Fertigstellung über 1,5 Millionen Haushalte mit Windenergie beliefert werden.



ABB übernimmt die Entwicklung, Konstruktion, Lieferung und Installation der Offshore-Plattform, der Offshore- und Onshore-Umrichterstationen und der Land- und Seekabelsysteme. Die eingesetzten Transformatoren werden in Bad Honnef gefertigt, die gasisolierten Schaltanlagen in Hainau. Darüber hinaus zählt zu den Aufgaben der deutschen ABB die Montage und Inbetriebnahme.

EnBW kauft Onshore-Windpark von Ventotec

Die EnBW Erneuerbare Energien GmbH kauft einen Windpark mit insgesamt sechs Megawatt (MW) in Christinendorf in Brandenburg. Zwei Windenergieanlagen des Typs Vestas V90 befinden sich derzeit im Bau und sollen noch in diesem Jahr ihren Betrieb aufnehmen. Eine dritte Anlage dieses Typs soll im ersten Quartal 2012 errichtet werden. Die drei Windenergieanlagen haben eine Nennleistung von jeweils 2 MW bei einer Nabenhöhe von 105 Metern. Mit der prognostizierten durchschnittlichen Jahresstromproduktion des neuen Windparks können rund 3.700 Haushalte mit regenerativem Strom versorgt und jährlich 6.400 Tonnen Kohlendioxid eingespart werden.

Spezialventile meistern die Herausforderung Nordsee

Es ist Europas drittgrößtes Gasfeld und gleichzeitig das größte und anspruchsvollste Industrieprojekt, das jemals in Norwegen durchgeführt wurde. Die Rede ist von „Ormen Lange“, dessen größte Herausforderung seine Lage ist: Der „lange Lindwurm“ lagert beinahe drei Kilometer unter der Meeresoberfläche im norwegischen Kontinentalsockel, wo der Meeresboden zwischen 800 und 1.100 Metern tief ist. Steile Abhänge und starke Strömungen sind charakteristisch für diesen Teil der Norwegischen See. Zudem herrschen in dieser Tiefe Temperaturen unter Null Grad – extreme Bedingungen, die höchste Anforderungen an die verwendeten Technologien stellen.

Aufgrund der Bedingungen ist das Konzept bei Ormen Lange anders als bei allen anderen Offshore gelegenen Energiequellen. Es gibt keine Plattform über der Wasseroberfläche; das Gasgemisch wird direkt am Meeresboden gefördert und gelangt durch zwei je 75 Zentimeter dicke Unterwasser-Rohrleitungen zu einem Onshore-Terminal an der norwegischen Küste in Nyhamna. Dort werden Wasser, Gas und die leichten Kohlenwasserstoffe getrennt. Erst dann wird das Gas durch die weltweit längste Unterwasser-Pipeline 1.200 Kilometer an die Küste Großbritanniens befördert.

Auf diese Weise exportiert Ormen Lange täglich 70 Millionen Kubikmeter Gas nach Großbritannien und wird dies den Berechnungen zufolge noch 40 Jahre lang tun. Die erzielbaren Gasreserven von Ormen Lange werden auf insgesamt 397 Milliarden Kubikmeter geschätzt. Seit im September 2007 mit der Gasförderung begonnen wurde, sorgt der natürliche Druck in der Gasblase dafür, dass das Gas von alleine die 1.800 Meter bis zum Meeresgrund emporsteigt.

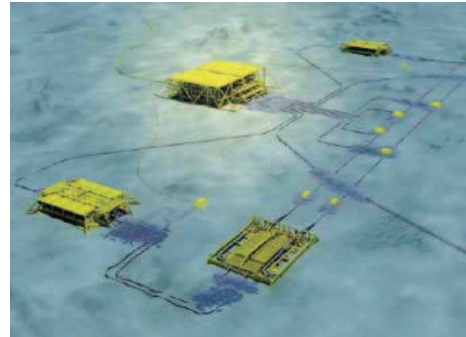
Voraussichtlich von 2016 an aber muss verdichtetes Gas, zum Beispiel Kohlendioxid, in die Lagerstätte gepresst werden, um das noch verbleibende Erdgas gewinnen zu können.

Unterwasser-Kompressoren

Das heute übliche Verfahren über eine schwimmende Plattform, die mit Kompressoren ausgestattet wird, scheidet aufgrund der Lage von Ormen Lange aus. Stattdessen wird derzeit eine neue Kompressor-



Technologie für den norwegischen Festlandsockel getestet – und zwar zunächst an Land. Um herauszufinden, ob es technisch und wirtschaftlich machbar ist, das Gas in einer Tiefe von 800 Metern zu komprimieren, haben die beteiligten



Ölfirmen eine gewaltige Test-Station auf dem Festland in Nyhamna gebaut.

Die Verdichterstationen auf dem Meeresboden müssen einerseits den erforderlichen Druck erzeugen und andererseits dem ausströmenden Gasgemisch ein Frostschutzmittel zufügen, bevor es in die Zuleitungen gelangt. An Land werden Gas und Frostschutzmittel wieder getrennt. Die Gas- und Kondensatpumpen spielen in dem Prozess eine so zentrale Rolle, dass die Betreiber größten Wert auf deren Schutz legen. Auf der Suche nach Ventilen, die diesen Schutz gewährleisten können, fiel ihre Wahl auf die automatischen Freilauf-Rückschlagventile vom Typ SSV aus dem Hause Schroeeder Valves. Der Hersteller von Spezialarmaturen mit Sitz im nordrheinwestfälischen Gummersbach hat große Erfahrung im Bereich Freilauf-Rückschlagventile und gehört zu den wenigen Produzenten weltweit, die diese Art von Ventilen herstellen können. „Was die Betreiber von Ormen Lange

vom Schroeeder Spezial Ventil überzeugte, war die historisch belegte hohe Zuverlässigkeit des Ventils, welches zudem kaum störanfällig und sehr wartungsarm ist“, erläutert das Unternehmen. Es schützt die Gas- und Kondensatpumpen selbsttätig vor Verschleiß- und Totlaufausfällen und vor Schäden, wie sie durch Trockenlauf oder durch Fahren im Schwachlastbereich auftreten können.

Spezialventile zum Schutz der Pumpen

Die SSV-Ventile zeichnen sich durch eine modulierende und verschleißarme Mindestmengenregelung aus. Die SSV verfügen über eine Rückschlagfunktion in der Hauptförderrichtung, welche durch Rückfluss verursachte Schäden an der Pumpe verhindert. Ein mehrstufiger Druckabbau im Nebenauslass sorgt für geringe Kavitation. „Die Ventile sind weiterhin bekannt für ihren geringen Druckverlust, ihre hohe Zuverlässigkeit und ihre lange Lebensdauer“, so Schroeeder Valves. Zudem sei keine zusätzliche Stromversorgung oder irgendeine Art von Steuergerät erforderlich. Allesamt unschätzbare Vorteile bei der Anwendung unter Extrembedingungen wie sie bei Ormen Lange vorliegen.

Die Ventile – ebenso wie alle anderen Geräte – werden demnächst in der Prüfstation in Nyhamna in Betrieb genommen. Bei erfolgreicher Prüfung werden die Lizenz-Partner von Ormen Lange entscheiden, ob sie diese neue Technologie auf dem Meeresboden über dem Reservoir installieren werden. Die Entscheidung wird im Laufe des Jahres 2012 erwartet. Falls sie zum Einsatz kommen, werden die Unterwasser-Kompressoren die ersten ihrer Art sein.

NEUIGKEITEN

Keine Bohrungen am Chiemsee

Am Chiemsee wird es vorerst keine Erdgasbohrungen geben, berichtet die „Passauer Neue Presse“. Demnach sei das Genehmigungsverfahren der Betreiberfirma bei der oberbayerischen Regierung ausgesetzt worden, nachdem es immer wieder Proteste einer Bürgerinitiative gegeben habe. Die Initiative zeigte sich mit dem Ergebnis zufrieden, das Unternehmen RAG Austria wolle nun nach einem neuen Standort suchen. Die Probebohrungen sollten am Langbühner See stattfinden, dort seien in 3.000 Metern Tiefe bis zu 300 Millionen Kubikmeter Gas vermutet worden.



Dipl. Ing. Markus Mitteregger, MBA, Generaldirektor der RAG Austria

Hochtief baut Pipeline und Plattform

Die Hochtief-Tochtergesellschaft Leighton hat zwei neue Aufträge im Irak bekommen. Die Einheit Leighton Offshore wird zwei Verladeplattformen vor der Küste des Landes sowie eine 75 Kilometer lange Erdöl-Pipeline und einen sogenannten Single Point Mooring (Einzelankerplatz) für Öltanker errichten. Der Auftrag hat ein Volumen von etwa 376,3 Millionen Euro. Bei dem zweiten Projekt wird das Unternehmen einen weiteren Einzelankerplatz für etwa 58 Millionen Euro bauen, der 2012 fertiggestellt werden soll. Die Aufträge wurden von der irakischen South Oil Company vergeben.

Rotork-Auftrag vor der Küste Ägyptens

Rotork Fluid Systems hat ein spezielles hydraulisches Aktuator-Paket für die Installation eines Absperrventils auf einer Offshore-Gasplattform vor der Küste Ägyptens geliefert. Der einfachwirkende Antrieb, Modellnummer GSR-2-490-110F/CX, wird an der elf Kilometer langen Export-Pipeline von der Seth-Plattform einen 16in ANSI Class 900-Kugelhahn betreiben. Es soll im 84 Meter Tiefe zum Einsatz kommen und zusammen mit einem Rückschlagventil dafür sorgen, dass im Falle eines Bruchs der Pipeline kein Gas zurückfließen kann.

