

UNTERNEHMENSANALYSE

Stephan Appel

Analyse und Bewertung von Unternehmensbeteiligungen

Zum CHECK-Wertungssystem

Jedes ernstzunehmende Investment verdient eine individuelle und in allen Punkten systematische Rekonstruktion und Auswertung der wichtigsten Leistungsmerkmale. Die CHECK-Analyse bereitet die Projektentwicklungsqualität und Marktpositionierung der Fondsangebote verdichtet auf und bewertet sie in ihrem spezifischen Markt. Die CHECK-Benotung dient der vergleichenden Einordnung des Angebots zum aktuellen Zeitpunkt der Analyseveröffentlichung. Gibt der Markt veränderte Parameter vor (z.B. Kaufpreisschwankungen, Wechselkurssprünge, neue Risikotypen wie biometrische Risiken, Länderrisiken, Steuergesetzänderungen, Marktübersättigungen) wird einerseits der Maßstab vergangener Bewertungen zugrunde gelegt. Zusätzlich werden neue Parameter - z.B. bei der Positionierung der Fondsprojekte in veränderten, neuen Märkten - in das bestehende CHECK-Bewertungssystem aufgenommen und an das Risiko-/Rendite-Profil des seit 10 Jahren geltenden CHECK-Sicherheits- und Rendite-systems angepasst. Der CHECK-Initiator analysiert und bewertet geschlossene Fonds seit 1991.

WESENTLICHE TENDENZEN:

- * Überangebot Nordamerikas begünstigt vorteilhafte Einkaufsmöglichkeiten zu Opportunitypreisen**
- * ausschüttungsfähiger Deckungsbeitrag auch bei niedrigem Gaspreis möglich**
- * extreme Preisunterschiede werden entschlossen angeglichen (weltweit politischer Wille)**
- * Industrie setzt Gaseinsatz um**
- * historisch einmalige Gewinnchance**

Kanada/Amerika: Die Zukunft für **Natural Gas - Opportunity-Einkauf und Cash Flow-Potenzial**

CHECK

BRAN-
CHEN-
ANALYSE

R

R = Marke gem. § 41 Markengesetz

Wichtiger Hinweis: CHECK untersucht und bewertet die Wirtschaftlichkeit geschlossener Fonds. Auch eine positive Benotung bedeutet keine Gewähr gegen das Verlustrisiko. Unternehmensbeteiligungen der hier untersuchten Art sind keine sicheren Geldanlagen im Sinne eines Pfandbriefs, einer Festgeldanlage oder eines Sparbuchs. CHECK wertet Informationen des Angebotes zum aktuellen Zeitpunkt der Emission aus.

Gaspreisprognose 2012-2020

Präambel

Angesichts der Preisentwicklung für "Natural Gas" im Kernzielmarkt USA/Kanada kann POC/COC für das Beteiligungsangebot "Natural Gas 1" von dem aktuell niedrigen Gaspreis besonders profitieren. Obwohl der Preis für Trockengas auf ein Niveau von zurzeit ca. CAD 2,68/Mcf gefallen ist, erwirtschaftet der Fonds ausreichend liquide Überschüsse. Auch bei einem relativ niedrigen Gaspreis erreicht COC angesichts gesunkener Kapitalkosten für den Kauf der Erdgasquellen und konservativer Operating Costs frühzeitig die Nutzenschwelle.

Aktueller Gaspreisfall - langfristiger Preisanstieg

Der milde Winter hat nicht, wie sonst, in den kältesten Monaten des Jahres im Schneegürtel der USA den Gaspreis unterstützt (Grumbeg, Mining Exploration Company News, 20.01.2012). Die hohe Anfangsproduktion der Shale-Gasquellen in den USA und Kanada haben einen hohen Output an Erdgas auf den Markt gebracht und den Preis trotz grundsätzlich steigender Nachfrage ebenfalls gedrückt. Zugleich sind die Preisunterschiede zwischen den lokalen Märkten (USA/Japan) bis auf das Sechsfache gestiegen (gleiches Produkt, gleiche Menge, gleiche Qualität). Moderne, kostengünstige Transportwege und das wegen seiner Volumendichte vorteilhaft transportable

Flüssiggas (LNG) und der wachsende Einsatz als Fahrzeugkraftstoff wird diese Preisunterschiede langfristig ausgleichen ("Oil is Oil and Gas is Gas, will the twain meet", WorldOil, Februar 2012.)

Relation Öl- und Gaspreis hat Schlüsselbedeutung

Der Energiegehalt eines Barrels Öl ist etwa sechsfach so hoch wie der von 1.000 Kubikfuß Gas (=1 Mcf). Da die Kapital- und Transportkosten für die Förderung von Erdgas historisch etwa 40 % über den relativen Förderkosten für Erdöl lagen, bewegte sich der Erdölpreis zusätzlich zu dem Faktor 6 etwa 40 % über dem des Erdgases ("Natural Gas and Oil Prices Comparison", wallstreetpit, 19.07.2009). Als jedoch ca. 2/3 der nordamerikanischen Stromkraftwerke ab ca. 2005 auf Gas umgestellt hatten, ging die Substituierbarkeit von Erdöl durch Erdgas zurück und die Preisschere der beiden Energieträger ging auseinander. Obwohl dieses Verhältnis 6:1 plus 40 % auf den asiatischen Märkten tendenziell auch heute vorherrscht, ist es in den USD/Kanada auf das Sechsfache + über 600 % auseinandergedriftet. (Gas: USD 2,65/Mcf, Öl USD ca. 115/Barrel). Dafür sind insbesondere politische Faktoren verantwortlich (z.B. Iran-Krise, "about.com", Februar 2012 und: "The Relationship Between Crude Oil and Natural Gas Prices").



POC: Ausschüttungsziele auch bei niedrigem Gaspreis möglich - ausreichende Deckungsbeiträge bei ca. CAD 2,60/Mcf für Trockengas



extremer Preisabstand zum Öl wird sich dem langjährigen Durchschnitt anpassen



weltweit sechsfache Preisdifferenzen lösen Gas-Infrastrukturinvestitionen aus - Durchschnittspreisperspektive zwischen USD 4,- bis USD 8,- für 1000 Kubikfuß.



Nachfrageanstieg nach Gas wird den Angebotsüberhang voraussichtlich 2013 eingeholt haben



Gasproduzenten reduzieren die Produktion - Preisverfall gebremst



Kostendisziplin und moderne Fördertechniken senken die Break-Even-Schwelle für die Gasproduktion



professionell aufgestellte Öl- und Gasoperator können auf den Markt flexibel reagieren

CHECK - ANALYSE

EIA: Energy Information Administration, Washington

Die wissenschaftliche **Abteilung des US-Energieministeriums** (Department of Energy) ist die EIA. Sie wurde 1977 infolge der ersten großen Energiekrise 1973 gegründet und liefert als Research-Abteilung des Ministeriums jährliche Prognosen über Nachfrage, Angebot und Preisentwicklungen der weltweit relevanten, insbesondere fossilen Energieträger. Sie erstellt laufend Spezialanalysen zu den Auswirkungen der Öl- und Gasförderung und deren Methoden auf die Umwelt. Sie analysiert die Entwicklung der Energiereserven sowie der davon abhängigen Industriezweige und gibt fundierte Prognosen ab. Die EIA arbeitet **völlig unabhängig** und ist an **keine Weisungen** des Energieministeriums gebunden ("is not required to obtain the approval ... of the Department or any employee of the United States", Act Public Law 95-91. 42 USC 7135). Allein die Sparte "Natural Gas" umfasst 15 Wissenschaftler und Ingenieure, die zu den Spezialthemen dieses Segments laufend aktuelle Fachanalysen liefern.

Starke Schwankungen

Das Preisverhältnis zwischen Öl und Erdgas schwankte in der Vergangenheit um ein Durchschnittsniveau herum in einer überschaubaren Bandbreite, bevor die Preisschere ab 2005/2006 deutlich auseinanderdriftete (siehe CHART S. 4). Doch trotz der zu erheblichen Abweichungen führenden Einflussfaktoren hält die EIA (siehe Kasten oben) an der langfristigen Verhältnismäßigkeit fest:

"... a relationship can be established". Daher ist zu erwarten, dass der Gaspreis (aufgrund seines relativ hohen Energiewertes) früher oder später (wenn die geplanten Erdgasanwendungserweiterungen und die Logistiktiefe zum Verbraucher zügig fortschreiten) zum Ölpreis aufschließen wird. Denn 1) Der Energieverbrauch durch Gaskraftwerke, Gasheizungen und gasbetriebene Fahrzeuge wächst dynamisch und wird den Öleinsatz teilweise ersetzen (Fahrzeuge). Diese Tendenz zur Substitution des Öls durch Gas ist politisch gewollt und wird von vielen Staaten massiv gefördert.

2) Je nachhaltiger für unfallanfällige Atomkraftwerke Alternativen gefordert werden, desto konsequenter steigt das Interesse an Gaskraftwerken.

3) Je höher der Ölpreis steigt, desto schneller rechnen sich die hohen **Investitionen für Flüssiggasanlagen**. Denn Flüssiggas (LNG) kann kostengünstig transportiert werden und durch Gastanker weltweit zum Verbraucher gebracht werden ("higher crude oil price and lower natural gas price implies that investment in a GTL plant on the US Gulf Coast could be profitable", aus: "Factors affecting the relationship between crude oil and natural gas prices", EIA, 2010). Die Tagesmietrate der extrem gefragten **Gastanker** hat zurzeit teilweise **USD 150.000** überstiegen (TradeWinds 2012).

4) Die Experten von WorldOil Bill English und Tom Choi - mehr als 40 Jahre Erfahrungshintergrund in der Ölindustrie - sehen den entscheidenden Aufholfaktor für den Erdgaspreis beim Einsatz im Fahrzeugkraftstoffmarkt:

"Nur wenn Erdgas im Transportsektor zu einem bedeutenden und günstigen Ersatzbrennstoff wird, wird sich die Preisschere zwischen den beiden Energieträgern wieder schließen." (ebd. "Oil is Oil ..."). In diesem Jahr ist der erste Öltanker vom Lloyd's Register abgenommen worden, der zu 80 % mit einem Gaskraft-

stoffmotor zur See fährt, 20 weitere sind im Bau (Lloyd's Register, Februar 2012).

Obama: 100 Jahre Gas

Im Februar 2012 hat Präsident Obama bekräftigt, dass die Erdgasvorkommen die Nordamerikaner für 100 Jahre mit Energie versorgen können, und zwar in umweltverträglicher Form. Die Gasreserven sollen dafür genutzt werden, die weltgrößte US-LKW-Flotte auf Gas umzustellen: "...Damit können unsere Fahrzeuge, unsere Häuser und unsere Fabriken günstig und sauber mit Energie versorgt werden." Zugleich werden bis Ende des Jahrzehnts 600.000 zusätzliche Arbeitsplätze geschaffen. Mit Hilfe von Steuervorteilen und Infrastrukturinvestitionen soll diese Umstellung zügig umgesetzt werden. Dadurch steigt die Gasnachfrage und der Preis kehrt zu seinem langjährigen Preisdurchschnittstrend zurück (siehe Grafik Öl+Gas-Preisvergleich). Dieser Trend zeigt kontinuierlich nach oben, auch wenn die "Shale-Gas-Überproduktion" in den USA neben dem milden Winter für einen zwischenzeitlich kräftigen Preisrutsch gesorgt hat.

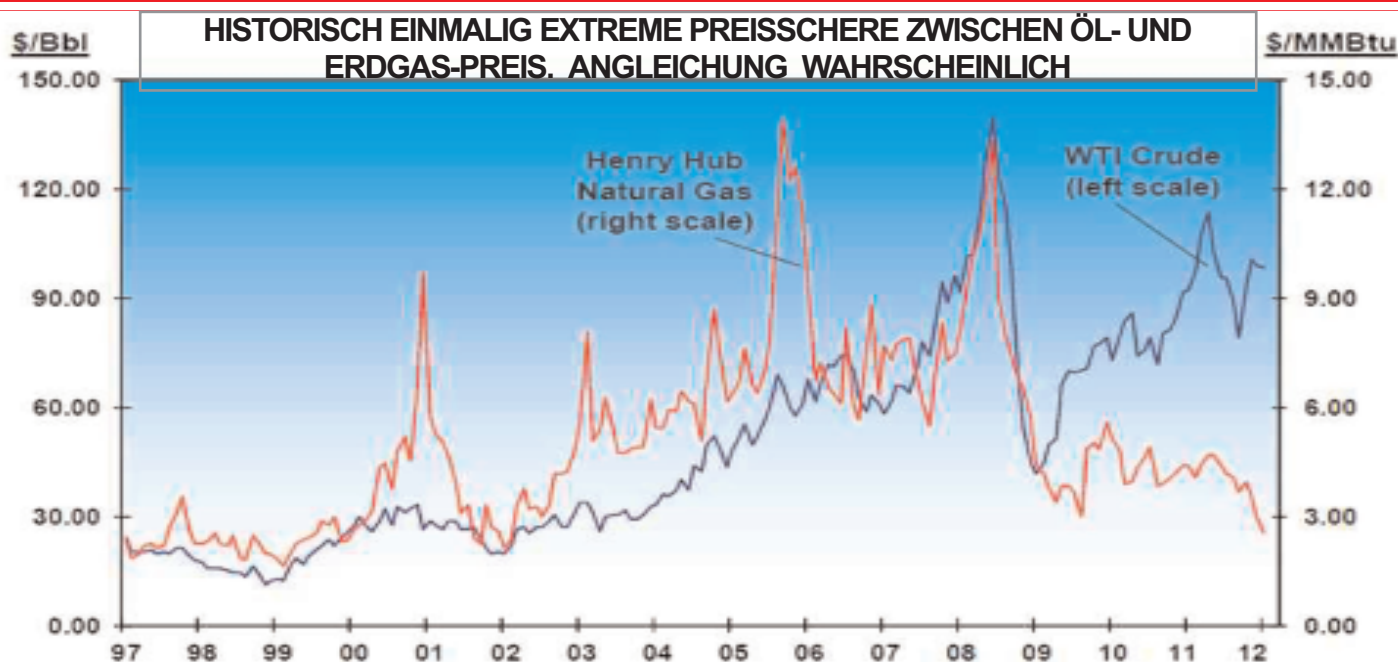
Preisvorteil "Nassgas"

Neben der reinen Trockengasförderung sind viele Öl- und Gasquellen mit einem mehr



LNG - Flüssiggas: 600 mal dichter als Trockengas, bringt - dank logistischer Investitionen - die lokalen Märkte zusammen und gleicht die extremen Preisunterschiede aus (Grafik, Unternehmenspräsentation, Pöyry 2012)

CHECK - ANALYSE



Das Brennwertverhältnis von Öl zu Gas 1: 6 plus 40 % Logistikaufschlag entsprach lange Jahre der Orientierung für die Relation zwischen Öl- und Erdgaspreis

oder weniger hohen "Nassgas"-Anteil durchsetzt ("wet sweet", "sweet", "süß" = schwefelarm, daher hochwertig). Dieses Nassgas ist für den Öl- und Gasförderer attraktiv, da Nassgas (auch "Erdölgas" genannt) einen hohen Ölanteil enthält. Mit dem daraus gewonnenen Kondensat kann ein dem Ölpreis ähnliches Ergebnis erzielt werden. Die Förderung des Nassgases impliziert, dass in die Förderkalkulation das pro Volumeneinheit höherwertige Nassgas einbezogen werden kann. Das Trockengas wird zugleich "mitgefördert" und erhöht dadurch "automatisch" das Trockengasangebot. Durch den hohen Nassgasanteil fließt das "mitgeförderte" Trockengas in einen Mischpreis ein (marketoracle 2012). Die Nutzenschwelle für die profitablere Erdgas(misch)produktion wird gesenkt. Der Deckungsbeitrag für die Gasproduktion fällt höher aus. (Grumberg, Jan. /12).

Nachfrage 2011-2020

USA/Kanada: Die EIA (Energy Information Administration) er-

wartet für 2012 einen Verbrauch von 68,2 Mrd. Kubikfuß/Tag (Bcf/d), einen Anstieg um 1,3 Bcf/d, ca. +2 %. Für 2012 wird ein Anstieg von 0,7 Bcf/d erwartet, hauptsächlich verursacht durch die Kraftwerkssparte für die Stromproduktion. Ein vergleichbarer Anstieg wird – bedingt durch die relativ günstige Energieressource Gas für den Kraftwerksbau – für 2013 erwartet. In Kanada wird der Nachfrageschub laut "Companysandmarkets" Q 1 2012 mit einem Anstieg von 92,1 Mrd. m³ in 2011 auf 105,8 Mrd. m³ in 2016 beziffert (+ 14,88 %). Es wird erwartet, dass sich die Gaskraftwerksenergie-Nachfrage bis 2016 verdreifacht ("Threefold increase in gas generation in the next decade"), stellt das Canadian Energy Research Institut fest. Ein wesentlicher Nachfragefaktor wird dabei – nach dem Anstieg der Nachfrage durch Gaskraftwerke – die Ölsandproduktion sein (+ 19 Mrd. m³ bis 2020). Kohlekraftwerke mit hohem CO₂-Ausstoß werden auf Gas umgestellt (Stockhouse 2011). So sum-

miert sich der jährliche Nachfrageanstieg in Kanada auf durchschnittlich insgesamt 2,3 %. Durch Kraftwerksanwendungen können in den nächsten 10 Jahren zusätzlich 5-6 Mrd. m³ zum Nachfrageanstieg beitragen.

Weitere, die Gasnachfrage fördernde Faktoren

a) Die Atomkatastrophen in Three Mile Island, Tschernobyl und Fukushima, der beschlossene Ausstieg aus der Atomkraft in Deutschland, die enormen Kosten für die Sicherung der Atomkraft machen Gas als preisgünstigen Energieträger mit hohem Energiewert zunehmend wettbewerbsfähiger.

b) Die Nachfrage für Flüssiggas (LNG) wird dynamisch von 2010 mit 138 Mio. Tonnen auf 215 Mio. Tonnen in 2020 anwachsen (Stockhouse 2012). Zurzeit werden weltweit neun LNG-Häfen errichtet. Der Export von LNG wird den Gaspreis ansteigen lassen. Denn der erweiterte Wettbewerb wird auch Kunden erreichen (z. B. in Asi-

CHECK - ANALYSE

en), die für Gas im Vergleich zu Nordamerika zurzeit den sechsfachen Preis bezahlen. Auf den Heimatmärkten wird Erdgas dann nicht mehr zu günstigen Preisen angeboten.

c) Weltweit sind zurzeit 13 Mio. Gasfahrzeuge unterwegs (Gwyn Morgan, 12.02.12). Ein "Green Highway Project" zwischen Südkorea und 17 asiatischen Staaten soll Gasfahrzeuge auf die Straße bringen. Dadurch wird die regionale Gasnachfrage eine dynamische Entwicklung erfahren. Von dieser Nachfrage werden die Gasexportländer wie Kanada profitieren, denen es zügig gelingt, die fernöstlichen Exportmärkte mit LNG zu erreichen. Exportknotenpunkt wird ab 2015 der kanadische Pazifik-LNG-Hafen "Kitimat" sein.

d) Kanada hat mit der Umstellung auf Gas für die LKW-Flotten des Landes im Rahmen des Entwicklungsplans für "Natural Gas use in the Canadian Transportation Sector Roadmap" schon vor 2 Jahren begonnen, unterstützt vom Minister für "Energie-Ressourcen", Joe Oliver. (Siehe auch Grafik: US-Gasverbrauch, -produktion und -import.)

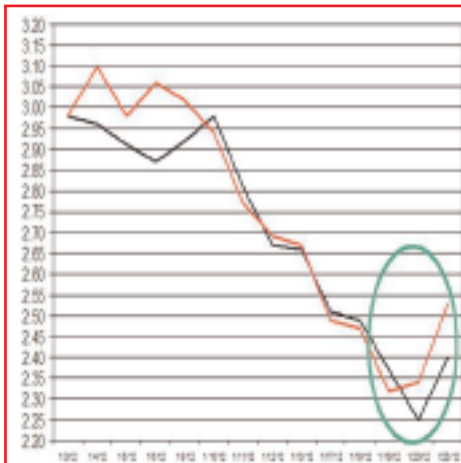
Rückgang der Produktionsrate

Der Gas-Equipmentlieferant Baker Hughes (Börsenkapital: USD 21,57 Mrd.), der die aktiven Bohrprojekte regelmäßig anhand der installierten Bohrvorrichtungen zählt und registriert (USA/Kanada), meldet für 2012 einen Rückgang der "Rig Counts" um ca. 14 % (Zeitraum: Oktober 2011 bis Ende Dezember 2011). Obwohl hohe Anfangsförderraten der Shale-Gas-Produktion den Gasoutput auf hohem Niveau halten ("high initial production rates from new wells"), wird durch Produktionsabfallraten von bis zu 35 % im 1. Produktionsjahr die Förderung massiv gedrosselt,

wenn erwartungsgemäß Erweiterungsinvestitionen (um die Förderraten wieder zu erhöhen) unterbleiben. Förderfertige Bohrungen, die zur Produktion nur "completed" werden müssen, werden möglicherweise (noch) nicht angeschlossen ("a backlog of uncompleted or unconnected wells"). Insgesamt wird die Produktionsrate 2012 gegenüber Vorjahr deutlich zurückgehen ("significant lower rate than 2011", EIA, Januar 2012). Die US-Importe werden um ca. 6,8 % zurückgehen und die Exporte um ca. 4,5 % ansteigen. Für Flüssiggasimporte wird ein Rückgang um 26 % erwartet. Dazu trägt auch der grundsätzlich höhere Flüssiggaspreis bei.

Gasangebot: 2011-2021

2011 stieg die Erdgas-Produkti-



US-Gas-Weltmarktkonzern Chesapeake drosselte im Januar 2012 die Erdgasförderung um 50 %. Der Erdgaspreis machte daraufhin eine Bewegung um ca. 16 % nach oben.

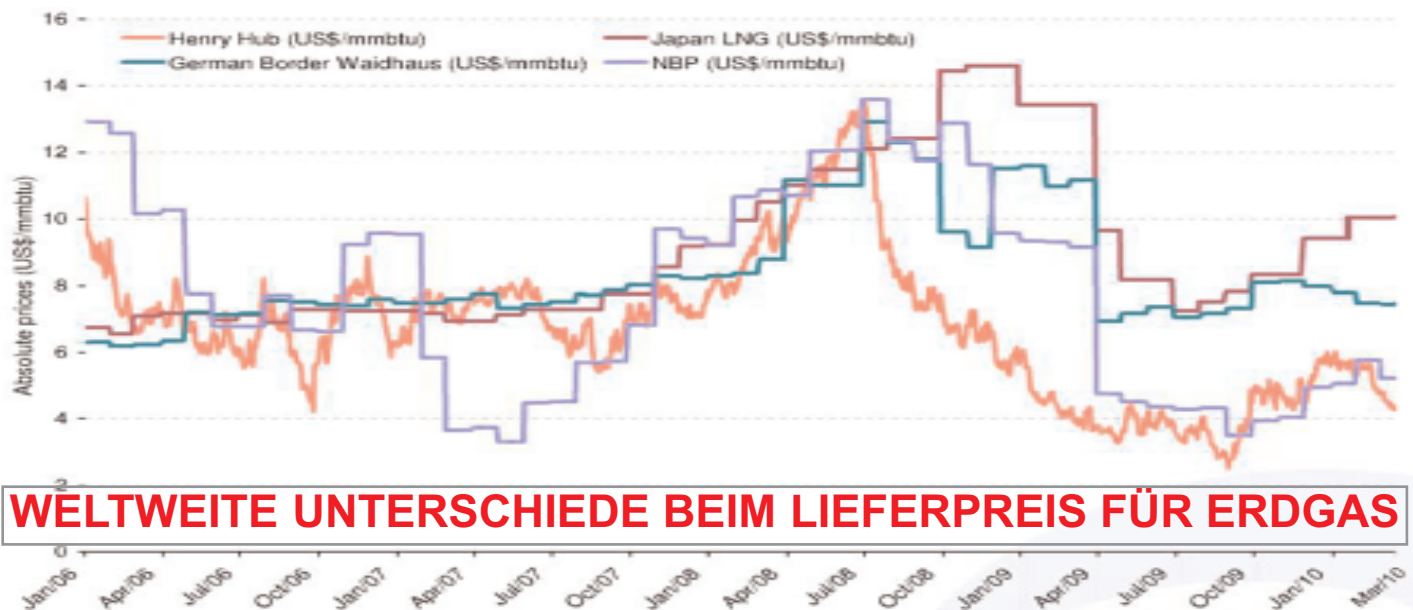
on weltweit um 7,4 % auf 4,5 Bcf/d, der größte jährliche Volumenanstieg der Gasfördergeschichte, hauptsächlich verursacht durch den dynamischen Anstieg der Shale-Gas-Produktion (Schiefersteinvorkommen USA/Kanada, die durch besondere Förderverfahren in der Anfangsförderung in großen Men-

gen gewonnen werden konnten). 2012 erwartet die EIA einen Anstieg um 2,2 %, 2013 um 0,7 %. Dieser Rückgang wird erwartet angesichts der schwachen Preisentwicklung, die dazu führt, dass Bohrprojekte heruntergefahren und/oder eingestellt werden (Rückgang der Bohranlagen um ca. 15 %). Laut BMI-Report 2012 (Business Monitor International, "Oil and Gas Report", 12/11, ständige Aktualisierung von 70 Länderreports), wird die Produktion in Kanada in den nächsten 2, 3 Jahren zurückgehen ("appreciable decline"). Bis 2014 von 161 Mrd. m³ auf 150 Mrd. m³, um dann ab 2016 bis 2021 wieder auf 169 Mrd. m³ anzusteigen. In diesem Zeitfenster (4-8 Jahre) hat POC den Exit von Natural Gas 1 geplant. In einer Periode, in der Experten übereinstimmend von einem Preisanstieg ausgehen (EIA, BMI, Sayer, Blakes, National Energy Board, Market Watch 2012, Stockhouse u.a.m.). Um den aktuellen Preisrückgang zu bremsen, hat der US-Gas-Weltmarktkonzern Chesapeake im Januar 2012 die Erdgasförderung um 50 % gedrosselt. Der Erdgaspreis machte daraufhin eine Bewegung um ca. 16 % nach oben (siehe Grafik). Mit vergleichbaren Produktionsreduzierungen ähnlicher Unternehmen ist zu rechnen. Ferner werden angesichts einer Lagerhaltung auf Höchststand Produktionspläne für 2012 gestoppt (EIA, Januar 2012).

Preisprognosen

Ursprünglich errechnete EIA für 2011 einen Durchschnittsspotpreis von USD 4,02 MMBtu und für 2012 von USD 4,50 MMBtu. Nunmehr wird – vor dem Hintergrund des bisher milden Winters und der ungewöhnlich hohen Produktionsüberhänge – ein Durchschnittsspotpreis von USD 4,00 für 2011 resümiert und für 2012 ein Durchschnitts-

CHECK - ANALYSE



WELTWEITE UNTERSCHIEDE BEIM LIEFERPREIS FÜR ERDGAS

Inzwischen haben die weltweiten Erdgas-Preisdifferenzen per Anfang 2012 an einigen Märkten den Faktor 6 überschritten. Die historische Sicht zeigt, dass diese Differenzen immer wieder ausgeglichen wurden. Durch den Ausbau der Lieferlogistik werden die Märkte angeglichen und die Preisdifferenzen zurückgehen.

preis von USD 3,53 MMBtu erwartet (Marktplatz: Henry Hub). Für 2013 wird dann ein Durchschnittsspotpreis von USD 4,14/MMBtu erwartet. Dabei sollte eine Volatilität von erfahrungsgemäß ca. 30 % berücksichtigt werden, so dass der tatsächliche Durchschnittspreis durch externe Markteinflüsse (siehe Produktionsrückgang durch Chesapeake) abweichen kann. Die IEA prognostiziert bis 2023 einen Gaspreis "an der Quelle" von ca. USD 5/Mcf (mid-case). Ab 2023 wird bis 2035 mit einem Anstieg auf USD 6,52/Mcf gerechnet (Early Release Overview 2012).

Die weltweiten Preisunterschiede für Natural Gas

Vor dem Hintergrund von bis zu 6fachen Preisdifferenzen für den gleichen Rohstoff sind regionale Preisbildungsfaktoren verantwortlich, die sich nicht nur auf Förderung, Lagerung und Infrastruktur zurückführen lassen. Wesentlich verantwortlich sind Besteuerungsunterschiede, Umweltauflagen und politische Fördermaßnahmen (PORY 2011, siehe Grafik zu den weltweiten Preisunterschieden), die

die Rolle der Märkte in zunehmendem Maße beeinflussen (Absichtserklärungen, die "schmutzigen" Energieträger wie Kohle, Öl und Atomkraft durch Gas zu ersetzen).

Öffnung des Weltmarktes

In Europa wurden 2009 USD 7,4/MMBtu bezahlt (längere Transportwege). Für 2015 werden USD 9,0/MMBtu erwartet und für 2020 USD 9,5/MMBtu. Ein Pazifikhafen auf der Westseite Kanadas wird eine verbesserte Logistik durch LNG-Flüssiggastransporte nach Japan, Korea und China (in 4-5 Jahren) schaffen. Eine 20jährige Betriebsgenehmigung wurde vom National Energy Board im Oktober 2011 für den Terminal "Kitimat LNG" erteilt. Das kanadisch/nordamerikanische Gasüberangebot kann dann preiswirksam vermarktet werden. CHECK erwartet ein korrigiertes Preisniveau von durchschnittlich CAD 4-5/boe ab 2014.

Die Stunde der "Opportunisten"

"Der Markt für Naturgas in Kanada/Nordamerika ist ein ressourcenreicher, effizienter, breiter,

wettbewerbsfähiger und diversifizierter Markt, dessen Struktur einen hohen Grad an Energieversorgungssicherheit dieses Energieträgers liefert." So resümiert die Internationale Energie Agentur, IEA, in ihrem "Oil & Gas SECURITY, Emergency Response of IEA Countries" 2010. Die Zahl der M&A-Transaktionen Kanadas ist seit vielen Jahren auf einem hohen Niveau. Im Segment "Natural Gas" sind im mittleren Segment seit 2007 durchschnittlich zwischen 800 und 1.000 Deals pro Jahr im Werte von insgesamt durchschnittlich USD 300 Mio. bis USD 500 Mio. p. a. abgeschlossen worden (Canadian Oil & Gas Outlook, Blakes, Canadian Lawyers, April 2011). 2010 kamen in Kanada Mega-Transaktionen in Mrd.-Höhe hinzu. Darunter Apache/BP für CAD 3,4 Mrd., Progress/Suncor für CAD 390 Mio., Direct/Suncor CAD 375 Mio., und Skope Energy Inc., Calgary und Cenovus Energy Inc. (zu EnCana Corp.) für CAD 165 Mio. Obwohl nach Einschätzung der M&A-Transaktionsmanager angesichts des niedrigen Gaspreises ein Dealstau erwartet wurde, ist das Ge-

CHECK - ANALYSE

genteil eingetreten: Ein institutioneller Investor, Tourmaline Oil Corp., kaufte im Mai 2011 für CAD 227 Mio. den Gasproduzenten Clinch Energy Corp. Kommentar des CEO Mike Rose: "Gas is the place to be". Sein Resümee: "Wir sehen, dass für den Gaspreis alle makroökonomischen Faktoren nach oben zeigen" (Daily Oil Bulletin, Sayer Energy Advisors, 29.06.2011). Eine durch "Blakes, Cassels & Graydon LLP" durchgeführte Befragung unter 100 Entscheidern der Öl- und Gasindustrie in Kanada Anfang 2011 ergab, dass die überwältigende Mehrheit von 71 % der Befragten die Transaktionswerte des Vorjahres mindestens auf gleichem Niveau wie im Vorjahr sieht. 17 % erwarten eine Steigerung und 8 % einen kräftigen Anstieg. Die Wirtschaftsprüfungskanzlei Blakes, Canadian Lawyers, vor 150 Jahren gegründet, begleitete in den letzten 5 Jahren öffentliche und private Öl- und Gastransaktionen im Werte von über USD 900 Mrd. Darunter die größten Deals der M&A-Geschichte (www.blakes.com).

Einkaufsvorteil bis zu 50 %

Seit über 20 Jahren analysiert und berichtet der 1987 von Frank Sayer gegründete Öl- und Gas-Informationssdienst "Sayer Energy Advisors" über abgeschlossene, laufende und angekündigte Öl- und Gastransaktionen auf dem kanadischen M&A-Markt. Die wichtigste Quintessenz für 2011: Nachdem bereits 2010 ein Käufermarkt dominierte, galt für 2011: "Buyers' Market is continuing into 2011". Nun steht fest, dass auch für das 1. Quartal 2012 dieser Käufermarkt anhält. Die Verkäufer müssen sich auf realistische Kurse bei der Bewertung der Förderkategorien "Reserves" und "Producing" im Segment Natural Gas einstellen, d. h. mit den Preisen herunterkommen,

Nutzenschwelle für die Gasproduktion, Beispiel:

Die US-Southwestern Energy-Company (Marktkapitalisierung: USD 13,2 Mrd.) ist - wie COC - ein typisches Unternehmen für einen Low-Cost-Operator in der Erdgasproduktion, dem es gelingt, zu Produktionskosten von USD 1,30 Mcf Gas zu fördern (Unternehmenspräsentation per 10/2011). Das Unternehmen investiert für alle sonstigen Erschließungsaufwendungen USD 1,02 pro Mcf (F&D). Ein positiver Cash-Flow wird bereits bei USD 2,32 Mcf erzielt. Im US-Wettbewerbsvergleich steht das Unternehmen unter 18 Wettbewerbsunternehmen an 1. Stelle bei den "Lifting Costs" per Mcf (3-Jahres-Durchschnitt) und bei den "Finding & Development Costs" (3-Jahres-Durchschnitt). Wie bei COC wird dieses Ergebnis durch moderne Bohrtechnologie, eigenes Know-how und durch zusammenhängende Fördergrundstücke erreicht, die sowohl horizontal als auch vertikal weiträumig erschlossen werden können.

wollen sie den Anschluss an den M&A-Markt behalten. Für den kanadischen Marktteilnehmer COC bedeutet dies, dass er für den Natural-Gas-Fonds 1 deutlich günstiger einkaufen kann als geplant. Mussten vor Jahresfrist noch über CAD 20.000/boe kalkuliert werden, so sind jetzt Akquisitionen zu ca. 50 % dieses Wertes möglich. Gleichwohl sind die Käufer bereit, insbesondere in Alberta, für die Entwicklungsrisiken analytisch sorgfältig vorbereiteter und wirtschaftlich optimierter Projektentwicklungen, die langfristig gute Erträge liefern, "eine gute Prämie zu zahlen" (Cassels & Gradon LLP, 2011). Voraussichtlich drängen diejenigen Unternehmen auf den Markt, die überwiegend hoch im Gas engagiert sind, hoch eingekauft haben, eine hohe Fremdfinanzierung abtragen müssen und zur Konsolidierung gezwungen sind. Die Unternehmenswerte der Öl- und Gasunternehmen steigen und sinken direkt proportional mit der Bewertung der "commodities". "This will allow for reasonably cheap acquisitions", so ein befragter M&A-Investment-Banker.

Kanadische Operator attraktiv

"Da gibt es eine Menge Liquidität und Transparenz kanadischer Unternehmen, sehr attraktiv für Käufer", resümiert ein Investment-Manager im Rahmen der Blakes-Umfrage zum aktuellen M&A-Markt in Kanada (siehe oben). Dies gilt vor allem für Natural Gas (Preis ist niedrig, Produktion hoch, Unternehmenswerte sinken). "Für Öl-Unternehmen sind die Exitchancen dagegen glänzend", so ein befragter Banker. Für einen breit aufgestellten Operator eine gute Chance, seine Gasproduktion herunterzufahren, die Ölproduktion gut zu verkaufen und die Liquidität für den opportunistischen Erwerb von Gasförderrechten zu nutzen. Distressed M&A-Aktivität ist demzufolge die zielgenaue Konsequenz für den langfristig orientierten Investor. Liquiditätsstarke Investoren wie der deutsch/kanadische Öl- und Gasinitiator COC finden einen idealen Opportunitymarkt vor. "...especially those operating in the natural gas industry will continue to generate a significant amount of distressed M&A-activity in the upcoming 12 months...", so ein Investmentbanker (Blakes-Studie). Die M&A-Profis resümieren: "Natural Gas ist so niedrig, so dass jedermann mit einer Langfristperspektive ("...with a long term outlook...") Assets erwerben wird und Leute mit einer kurzfristigen Perspektive werden auf Exit drängen." Eine beachtliche Gruppe der M&A-Manager äußerte der Studie zufolge die Erwartung, dass die Junior-Unternehmen unter Verkaufsdruck stehen, angesichts hoher Schulden, hoher Kosten und zurückgehender Erträge. Dem Käufer kommt im kanadischen Markt die Gepflogenheit entgegen, die für die jeweiligen Quellgebiete ansässigen Field-

CHECK - ANALYSE

Operator zu übernehmen und mit eigenem Personal zu ergänzen. Field-Operator mit langjähriger Feld-Erfahrung sind rar und sehr gesucht (careers.in-fooil.com, careerjet.ca/gas-field-operator-jobs). Die langjährige Sachkenntnis und Erfahrungstiefe zu einem Fördergebiet kann von ausschlaggebender Bedeutung sein.

Preisbildungsbeispiel einer Öl- & Gasförderrechtetransaktion:

Der Käufer von Gasförderrechten kalkuliert das geschätzte Produktions- und Steigerungspotenzial sowie die dafür erforderlichen Förderkosten in den Kaufpreis ein. **Beispiel:** Sayer Securities Limited berichtet **von einer** seinerzeit sehr hochpreisigen Gastransaktion: Demnach erwarb "Cinch Energy Corporation", Alberta von "Rio Alto Resources International Inc.", Calgary, 2004 ein Quellgebiet im Nordwesten Albertas bei Kakwa, Bigstone. Pro Barrel fließender Tagesproduktion zahlte Cinch für das Öl- und Gasäquivalent = boe/Tag ca. CAD 90 (sehr hoch), Produktionsbasis ca. 500 boe/Tag. Noch während der Transaktion wurde die Tagesproduktion jedoch auf ca. 1000 Barrel gesteigert, so dass sich der Preis auf boe/Tagesbasis auf ca. CAD 45 boe/Tag reduzierte (Sayer Publications "Canadian Oil Industry Merger & Acquisition Study"). Dieses Transaktionsbeispiel soll zeigen, dass geologisches und seismografisches Erfahrungswissen über Reservepotenziale, Produktionsquoten, Abfallraten, konventionelle und unkonventionelle Fördermaßnahmen, technische Bohrrinnovationen sowie die sorgfältige Marktanalyse der lokalen Produktions- und Absatzstrukturen für die Wirtschaftlichkeit einer Öl- und Gasinvestition ausschlaggebend sind.

COC-Strategie

Auch COC verfolgt eine Einkaufsstrategie, die die Stückkosten massiv senkt. Vorteilhaft kommt hinzu, dass die Kaufpreise extrem günstig geworden sind. So dass der prognostizierte Cash-Flow für Natural Gas 1 auch bei den aktuellen Preisen zu erwirtschaften ist. Das COC-Management investiert daher grundsätzlich weiterhin in die Trockengasförderung. Denn der Break-Even für den erforderlichen Deckungsbetrag für 12%-Ausschüttungen wird bereits bei CAD 2,50/Mcf erreicht. Dabei bleibt COC seinem Prinzip treu, in Gasgebiete zu investieren, die bereits weitgehend erschlossen sind und Cash Flow erwirtschaften. COC hat durch kontinuierlich expandierendes Operating seit ca. 5 Jahren inzwischen ein Produktionsniveau von über 5.000 boe/Tag erreicht (Vorjahr ca. 2.500 boe/Tag). Die lukrativen "Stettler Properties"-Bohrungen, 20 Bohr-Locations, produzieren Cash Flow: erwartete Tagesproduktion: 1.200 Barrel Gas + 50 Barrel Öl. POC Natural Gas 1 erwarb 78,75 % an Gas-Working Interests und 100 % an den Ölrechten. Die weitere Förderung wird auf einen günstigeren Marktzeitpunkt verschoben: ein lukratives Wertschöpfungspotenzial mit Zukunft. Vorteil der hohen COC-WI-Anteile: Dem Operator COC fällt die gesamte Wertschöpfungskette des Operatings zu. Von 4 erworbenen Properties produzieren drei bereits Cash Flow, Red Willow mit CAD 34.000/Tag, Grand Prairie in 2012 mit CAD 47.000/Tag sowie Bashaw mit CAD 45.000/Tag.

Gewinn durch Kostendisziplin

Die enge Verzahnung der COC-Muttergesellschaft mit den Sproule-Experten, dem Schlumberger-Management und dem flankierenden, anlegerorientierten POC-Controlling wird für eine straffe Kostendisziplin genutzt. Das POC-Management hat auf interner Basis eine durchgehende Kostenkontrolle der operativen Aufwendungen auf der COC Objektgesellschaftsebene institutionalisiert. Demnach wurde bisher angabegemäß im Benchmarkvergleich nur eine maximale Abweichung von ca. 10 % festgestellt. Ein weiterer Beweis für die hohe Treffsicherheit der Sproule-Manager, die eine Kosten- und Ertragsanalyse bereits vor Ankauf erstellen. Diese Expertisen überschneiden sich teilweise mit denen der Schlumberger-Planungen, so dass eine doppelte Kontrolle und Sicherheit zu den prognostizierbaren Einnahmen nachvollzogen werden kann.

Resümee

Straffe Kostendisziplin, moderne Fördermethoden und vorausschauende Gebietsarrondierung erlauben dem professionellen Öl- & Gasoperator, auch auf einem niedrigen Gaspreisniveau profitabel zu fördern. Vor dem Hintergrund nachgebender Einkaufspreise können kapitalstarke Marktteilnehmer jetzt opportunistisch vorteilhafte einkaufen. Perspektivisch eröffnen sich dem "First Mover" im Gasmarkt die größten Gewinnchancen, denn mit einer Preisangleichung kann gerechnet werden.

Kontakt zu dem Anbieter
POC Energy Solutions GmbH
Tel: 030 - 353 05 18 - 0
Uhlandstraße 175, 10719 Berlin,
www.provenoilcanada.de