

Einkaufstour auf dem Erdgasweltmarkt

VNG ist ein europäischer Erdgasimporteuer, der sein Erdgas derzeit aus Russland, Norwegen und Deutschland bezieht. Diese Diversifizierung bildet das Rückgrat einer zukunftsorientierten Gasbeschaffung. Wir sprachen mit Toni Philipp, Direktor Gaseinkauf Osteuropa/Inland, Mike Diekmann, Direktor Gaseinkauf West, Thomas Witt, Direktor Gaseinkauf LNG/Sonderprojekte und Marco Penzhorn, Leiter Gashandel, über die aktuellen Herausforderungen beim Gaseinkauf an den „physischen“ und virtuellen Handelsplätzen.

In Europa gibt es mehrere Unternehmen, die über Lieferverträge mit Laufzeiten bis 2030/35 mit Russland verfügen. Drei davon kommen aus Deutschland, eines davon ist VNG. Das Unternehmen VNG pflegt in Deutschland traditionell gute und langfristige Lieferbeziehungen mit Russland. Eine Tradition, die auch zukünftig verpflichtet?

Philipp: Deutschland bezieht circa 37 Prozent seiner Lieferungen aus Russland. Sie basieren auf Langfristverträgen, die teilweise noch aus den 1970er Jahren stammen. VNG bezieht – historisch bedingt – einen größeren Anteil russischen Erdgases. Im vergangenen Jahr waren es rund 48 Prozent. Das Land ist seit Jahrzehnten wichtigstes Lieferland und Partner der VNG. Wir sehen die langfristigen und guten Lieferbeziehungen als Verpflichtung. Unser Hauptinteresse liegt darin, den Kunden der VNG eine sichere Erdgasversorgung zu gewährleisten und die Partnerschaft mit Russland weiter auszubauen. Die derzeit nachgewiesenen russischen Erdgasvorräte der Gazprom haben einen Umfang von 29,85 Billionen Kubikmetern. Und wir können uns seit 35 Jahren auf die kontinuierlichen und zuverlässigen Lieferungen unserer russischen Partner verlassen. Beide Seiten sind sich ihrer Rolle im Energiemarkt bewusst und wollen die strategische Partnerschaft mit weiteren gemeinsamen Projekten im wirtschaftlichen, technischen und sozialen Bereich bekräftigen.

Zurzeit hat man den Eindruck, dass das Verhältnis zu Russland angesichts der jüngsten politischen Entwicklungen auch emotional schlechter wird. Hat das Auswirkungen auf die Geschäftsbeziehungen zu Ihren russischen Geschäftspartnern?

Philipp: Die derzeitigen politischen Entwicklungen in Russland beeinflussen in keiner Weise die Geschäfte, die wir mit Gazprom machen.

Trotz aller Kritik und Probleme kann man den russischen Markt nicht aus politischen Gründen ausgrenzen, sondern muss das Geschäft im Auge behalten. Das gilt im Übrigen nicht nur für die Energiewirtschaft, sondern auch für andere Wirtschaftszweige.

Die Möglichkeiten von politisch bedingten Lieferunterbrechungen schließen Sie damit aus?

Philipp: Die Erfahrungen in den letzten 35 Jahren zeigen uns, dass der russische Lieferant Gazprom ein solider und verlässlicher Partner ist. Ohne Abstriche haben wir die Lieferungen beispielsweise in der unmittelbaren Vor- und Nachwendzeit bekommen – und das, obwohl damals sowohl in Deutschland als auch in Russland politische Veränderungen in Größenordnungen durchgeführt wurden. Selbst während des Putschversuchs in Russland 1991, der eine durchaus kritische Situation für das Land darstellte, wurden die Lieferungen vertragsgetreu durchgeführt. Für uns ist klar, dass die Lieferbeziehungen auch unabhängig von den Diskussionen um die russische Politik bestehen bleiben.

Herr Diekmann, wie sieht es mit den norwegischen Produzenten aus? Deren Ruf ist ja ausgezeichnet. Ist das Geschäft mit ihnen deshalb einfacher?

Diekmann: Wie jeder Produzent sind auch die norwegischen Partner bestrebt, ihr Produkt zum höchstmöglichen Preis zu verkaufen. VNG hat natürlich ein Interesse daran, das Gas so günstig wie möglich einzukaufen. Der daraus resultierende natürliche Interessenkonflikt wird dadurch entschärft, dass sich VNG und seine norwegischen Partner langfristig auf Preisbildungs- und Preisrevisionsmechanismen geeinigt haben. Die Preis-



● Toni Philipp:

„Die derzeitigen politischen Entwicklungen in Russland beeinflussen in keiner Weise die Geschäfte, die wir mit Gazprom machen.“

bildung orientiert sich am Energieträgerwettbewerb¹ und berücksichtigt Einflüsse des Gas-zu-Gas-Wettbewerbs. Dies soll sicherstellen, dass das eingekaufte Gas langfristig wettbewerbsfähig vermarktbar ist und VNG ihrer Take-or-Pay-Verpflichtung nachkommt. Gerade in der derzeitigen Phase der hohen Ölpreise sind Preisver-

handlungen mit den norwegischen Partnern kein Spaziergang, da beide Seiten ihre Interessen mit Nachdruck verfolgen.

Bisher beteiligt sich VNG über ihre norwegische Tochter VNG Norge im Explorations- und Produktionsgeschäft in Norwegen. Wie realistisch wären solche Projekte in Russland?

Philipp: Die Entwicklungen in Russland zeigen, dass bisher nur wenige Unternehmen die Möglichkeit bekommen haben, sich an Produktionsfeldern zu beteiligen. Im Gasbereich sind es beispielsweise nur Wintershall und E.ON Ruhrgas. Für VNG sind Projekte in Russland bei gleichzeitigen Explorations- und Produktionsaktivitäten in der Nordsee finanziell nicht zu stemmen. Andererseits sollte man niemals nie sagen.

Länder wie China und Indien greifen zunehmend in den Weltenergiemarkt ein, erhöhen damit zukünftig Nachfrage und Preis. Wird es für Sie nicht immer schwieriger, langfristige Verträge mit den Produzenten zu schließen?

Witt: Wir merken zunehmend den Eingriff von Ländern wie Indien und China auf die Weltenergieserven. Momentan beschränkt sich die Konkurrenz bei Erdgas vorrangig auf den LNG-Bereich. Die Möglichkeiten langfristig, gegenwärtig freie Mengen an verflüssigtem Erdgas zu kaufen, sind zurzeit weitgehend ausgeschöpft. Wenn überhaupt, dann gibt es nur Spotlieferungen, die

entsprechend den Marktbedingungen einen stark variablen Preis haben.

Philipp: Im Pipelinegeschäft spüren wir die neuen Marktteilnehmer noch nicht so deutlich. Bisher sind die Verhandlungen mit Russland über die Versorgung chinesischer Industriekunden und Regionen mit Pipelinegas noch nicht abgeschlossen. Außerdem wäre der Leitungsbau von 5000 bis 6000 Kilometern nicht von heute auf morgen durchzuführen. Das ist momentan noch ein klarer Vorteil für Europa, denn hierher führt bereits ein diversifiziertes Leitungsnetz. In den nächsten Jahren wird der Bedarf aus Asien aber zunehmend die Preise und die Beschaffung von Erdgas tangieren.

VNG steht nicht nur im kontinentalen Wettbewerb um Erdgas, sondern muss sich auch mit Großkonzernen wie E.ON Ruhrgas, Gaz de France oder ENI messen. Wo liegt der Vorteil der „relativ kleinen“ VNG im Wettbewerb mit ihren umsatz- und mitarbeiterstärkeren Konkurrenten?

Philipp: Unser Vorteil liegt in unserer hohen Flexibilität und in der Schnelligkeit von Entscheidungen im Hinblick auf Vertrags- oder Preisverhandlungen. Weil wir nicht so hierarchisch aufgebaut sind und engen Kontakt zum Vorstand haben, können wir diese Entscheidungen einfach schneller treffen. Dieser Wettbewerb mit den Großen der Branche muss aber täglich neu geführt werden.

Die bisherige Struktur im Erdgasmarkt war einfach: Produzenten verkaufen an Importeure, Importeure verkaufen an Regionalgesellschaften und Stadtwerke und die wiederum verkaufen an den Endkunden. Mittlerweile hat sich das Blatt gedreht. Wie sehr beeinflusst die neue vertikale Integration über alle Wertschöpfungsstufen den Geschäftsbereich Gaseinkauf?

Diekmann: Der Zutritt neuer Wettbewerber in den Einkaufs- und Verkaufsmarkt verursacht natürlich einerseits einen verstärkten Druck auf die Beschaffungsmöglichkeiten und Preise. Gleichzeitig wird es immer schwerer, diese Mengen in einem Wettbewerbsmarkt entsprechend den Vorstellungen unserer Kunden abzusetzen. ➔

¹ in der aktuellen Diskussion immer als Ölpreisbindung bezeichnet (Anmerkung der Redaktion)



● Mike Diekmann:

„Die Diversifizierung ist und bleibt eine wichtige Voraussetzung für die sichere und preiswerte Versorgung mit Erdgas.“

Fortsetzung von Seite 29

Einkaufstour auf dem Erdgasweltmarkt

Philipp: Andererseits werden die Produzenten, die in Europa an einer Hand abzuzählen sind, in ihrer Größenordnung und wirtschaftlichen Macht immer größer. Das bisher ausgewogene Gleichgewicht zwischen großen Importeuren und vergleichbar großen Produzenten verändert sich immer stärker zu Gunsten der Produzenten. Das sind politisch gewollte Entwicklungen, die die Einkaufsverhandlungen und zukünftig auch die Bezugsmöglichkeiten weiter erschweren werden. VNG ist in diesem Beschaffungsprozess jedoch bestens aufgestellt.

Wie ist das gemeint?

Philipp: Die immer kürzer werdenden Laufzeiten von Lieferverträgen zwischen VNG und ihren Kunden, die vom Bundeskartellamt gefordert werden, stehen in keinem Verhältnis zu den langfristig gebundenen Erdgasmengen, die für eine sichere Versorgung notwendig sind. In der Perspektive werden diese Entwicklungen dazu führen, dass die Produzenten selber immer stärker direkt in die Verbrauchsmärkte gehen und tiefer in die Wertschöpfungskette einsteigen. Eine Lösung dieser Problematik ist derzeit vor dem Hintergrund der geforderten Veränderungen aus Brüssel und Berlin nicht sichtbar.

Bleibt VNG in diesem neuen Marktgefüge der wichtige Erdgasimporteur, der er bisher war?

Diekmann: VNG befindet sich traditionell in der Rolle des Großhändlers, der die Nachfrage bündelt und dem Produkt Erdgas die benötigte Mengenstruktur gibt. Somit ist der importierende Großhändler das natürliche Gegengewicht zum Produzenten. Leider hat die Politik in jüngster Vergangenheit die relative Verhandlungsposition der traditionellen Importeure geschwächt und das Kräftegleichgewicht zu Gunsten der

Produzenten verschoben. Trotz aller Veränderungen wird VNG nach wie vor eine wichtige Rolle spielen.

Die Kontrakte, die VNG mit ihren russischen Lieferanten geschlossen hat, laufen zunächst bis 2030. Inwieweit planen Sie jetzt schon für die Zeit danach?

Philipp: Wir gehen davon aus, dass die bisher laufenden Verträge mit Russland im Zeitraum beginnend ab 2020 verlängert werden und somit eine sichere Versorgung in Deutschlands bis 2050 gewährleistet werden kann. Die Laufzeiten solcher Importverträge betragen in der Regel immer circa 20 Jahre. An diesem Prozedere wird sich unserer Meinung nach auch zukünftig nichts ändern.

Werden Preise für Erdgas im Import auch nach 2020 noch ölpreisgebunden sein?

Diekmann: Öl ist und bleibt die Leitwährung auf den Energiemärkten, zumindest was den Upstream-Bereich betrifft.

Warum?

Philipp: Weil die Vergleichbarkeit zum Öl weiterhin gegeben ist und der Rohstoff deshalb zwischen einheimischen Importeuren und ausländischen Produzenten als Vergleichsenergieträger herangezogen wird. In Teilen unserer Verträge sind aber jetzt schon andere Konkurrenzenergieträger enthalten, insbesondere die Kohle. Unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit sind langfristige Verträge mit einer ölpreisgebundenen Preisformel allerdings nicht wegzudenken.

Gilt die Ölpreisbindung auch für LNG-Verträge?

Witt: Die überwiegend langfristigen LNG-Verträge orientieren sich an den Preisbildungsmechanismen der Zielabsatzmärkte. Das heißt, es existieren sowohl ölpreisgebundene als auch gaspreisindizierte LNG-Langfristlieferungen. Die Tendenz zu gaspreisindizierten LNG-Lieferungen wird sich in diesem Bereich weiter verstärken.



● Thomas Witt:

„Die Tendenz zu gaspreisindizierten LNG-Lieferungen wird sich in diesem Bereich weiter verstärken.“

Spotlieferungen werden bereits heutzutage überwiegend auf Basis von Gasnotierungen in den jeweiligen Märkten gehandelt.

Mit Norwegen bestehenden Lieferverträge bis 2022. Brauchen wir danach überhaupt noch neue Verträge? Immerhin soll die Eigenproduktion von Erdgas in

Norwegen ab spätestens 2014/2015 erfolgreich laufen.

Diekmann: Mein Renteneintrittsalter erreiche ich erst im Jahr 2042, also bis dahin sollten wir noch verlängern. Spaß beiseite. Norwegen wird auch in Zukunft eine wichtige Rolle im Beschaffungsportfolio der VNG spielen, sowohl durch Eigenförderung als auch durch Verträge mit den Produzenten von Erdgas. Die Langfristverträge sind wie eine Ehe, man sollte die Liebe immer wieder erneuern, Streit wird es immer mal geben. Eine Scheidung ist der letzte Ausweg und durchaus teuer und bitter für beide Seiten. Also die goldene Hochzeit mit den norwegischen Produzenten wäre dann in 2043.

Im Mittelpunkt der VNG-Einkaufsstrategie steht der Begriff Diversifizierung. Warum legt VNG einen so großen Wert darauf?

Diekmann: Auf den internationalen Beschaffungsmärkten sind zwei Trends zu erkennen. Zum einen sind ein immer größerer Teil der Erdgasreserven in der Hand staatlicher Unternehmen, zum anderen gab es in den letzten Jahren eine Vielzahl von Zusammenschlüssen bei den so genannten unabhängigen Öl- und Gasgesellschaften (Exxon-Mobil, BP Amoco, ConocoPhillips etc.). Daher ist VNG bestrebt, die Zahl der Partner wenigstens konstant zu halten und möglichst zu erweitern. Die Diversifizierung ist und bleibt eine wichtige Voraussetzung für die sichere und preiswerte Versorgung mit Erdgas.

Herr Witt, bisher hat VNG zur Diversifizierung ihres Einkaufsportfolios lediglich neue Lieferanten aufgenommen, die ausschließlich über Pipelines liefern. Welche strategischen Ziele verfolgt sie jetzt mit dem Einkauf von LNG-Mengen?


Witt: Wir sehen im Bezug von LNG drei strategische Ziele für die VNG: 1. als weitere Möglichkeit zur Diversifizierung des Einkaufsportfolios, 2. als langfristige Sicherung von neuen auch weiter entfernten Gasbezugsquellen und 3. als Möglichkeit zum Eintritt in neue Gasabsatzmärkte.

Warum tun sich die großen Gasgesellschaften aus Europa nach wie vor so schwer dabei, einen Fuß in die Tür der LNG- Verkaufsmärkte zu setzen?

Witt: Weil es im LNG-Markt eben eine sehr große Nachfrage gibt. LNG ist, ähnlich wie Öl, ein Produkt, das global gehandelt wird. Entsprechend höher ist deshalb der Wettbewerb um die aktuell limitierten freien LNG-Ressourcen. Das liegt vor allem daran, dass etliche der geplanten neuen Verflüssigungsanlagen einen Realisierungsverzug von mehr als 2 Jahren haben. Auch der Einfluss der Hochpreismärkte wie Japan, USA, Indien und China, die geografisch bedingt hauptsächlich LNG beziehen, ist deutlicher spürbar.

VNG hat bereits LNG-Spotmengen gekauft. Wann werden die ersten langfristigen Mengen abgewickelt?

Witt: Bei VNG gehen wir zurzeit davon aus, dass sich für den Bezugszeitraum nach 2014 eher Möglichkeiten für den langfristigen Bezug von LNG ergeben werden. Kurzfristig bestehen bereits seit geraumer Zeit Möglichkeiten, LNG hinzuzukaufen. Unser Ziel muss es aber sein, diese Mengen langfristig zu binden.

Anfang August 2008 hat E.ON Ruhrgas als Hauptanteilseigner an der DFTG – Deutsche Flüssigerdgas Terminal Gesellschaft mbH bekannt gegeben, ihre geplanten Aktivitäten zum Bau des LNG-Regasifizierungsterminals in Wilhelmshaven vorerst zu bremsen. Was wird nun daraus? 

Fortsetzung von Seite 31

Einkaufstour auf dem Erdgasweltmarkt

Witt: Als erstes muss man sagen, dass die Anfang August diesen Jahres getroffene Entscheidung keine Entscheidung gegen den möglichen LNG Standort der DFTG in Wilhelmshaven ist. Allerdings hat das im Juli des vergangenen Jahres begonnene Ausschreibungsverfahren (Open Season) für Terminalkapazitäten in Wilhelmshaven gezeigt, dass die Zeit für ein deutsches Terminal in der geplanten Größenordnung von mehr als 10,0 Mrd. m³/a noch nicht gekommen ist. Unabhängig davon wird das laufende Genehmigungsverfahren fortgeführt. DFTG rechnet noch im III. Quartal mit einem positiven Genehmigungsentscheid. Der Standort Wilhelmshaven bleibt somit eine wichtige Zukunftsoption für VNG.



● Marco Penzhorn:

„Im Gegensatz zu den in langfristigen Importverträgen üblichen Preisanbindungen an Ölpreisnotierungen bilden sich die Gaspreise an den sich entwickelnden Handelsplätzen und Gasbörsen durch Angebot und Nachfrage für die jeweiligen Handelsprodukte.“

Wo liegt die Ursache für das fehlende Interesse?

Witt: Zu wenige Shipper¹ sind zurzeit daran interessiert, Terminalkapazitäten für 15, 20 oder mehr Jahre fest zu buchen. Hauptgrund dafür ist, dass zurzeit das Angebot von LNG-Lieferungen der Nachfrage hinterher-„hinkt“ und damit ein hohes Risiko von leerstehenden Kapazitäten für die Shipper besteht.

Ruhen mit der Entscheidung von E.ON Ruhrgas auch die LNG-Pläne der VNG?

Witt: Die Entscheidung, mit dem Bau des Terminals vorerst nicht zu beginnen, bedeutet für VNG, dass sie die Thematik LNG trotzdem weiter verfolgt. Neben dem Standort Wilhelmshaven gibt es für die VNG noch eine weitere Reihe von bereits existenten bzw. geplanten LNG-Regasifizierungsstandorten, deren Optionen bereits evaluiert wurden und die weiterhin für ein Engagement der VNG zur Disposition stehen.

Stichwort Handelsmärkte. Herr Penzhorn, wo sehen Sie den großen Vorteil dieser Beschaffungsmöglichkeiten?

Penzhorn: Der Gashandel mit Standardprodukten hat sich an den europäischen Handelsplätzen in Großbritannien, Belgien, den Niederlanden und zunehmend auch in Deutschland und Frankreich positiv entwickelt. Ein wesentlicher Vorteil von Handelsmärkten und Börsen ist die Bündelung von Liquidität und die steigende Preistransparenz. Deshalb sind neben Erdgasproduzenten, Erdgasgroßhändlern wie VNG und Regionalversorgern auch zunehmend Finanzinstitute und Industriekunden an den Handelsmärkten aktiv.

Starke Preisausschläge nach oben und unten machen das Geschäft an den Handelsplätzen und Gasbörsen im Gegensatz zu langfristigen Verträgen allerdings riskanter. Warum ist das Geschäftsfeld für Importeure wie VNG dennoch so wichtig?

Penzhorn: Im Gegensatz zu den in langfristigen Importverträgen üblichen Preisanbindungen an Ölpreisnotierungen bilden sich die Gaspreise an den sich entwickelnden Handelsplätzen und Gasbörsen durch Angebot und Nachfrage für die jeweiligen Handelsprodukte. In der Folge können sich – insbesondere bei sehr kurzfristigen Handelsprodukten wie z. B. Tageslieferungen im Spotmarkt – sehr volatile Marktpreise ergeben. Diese Marktpreisbewegungen bieten Importgesellschaften mit einem substanziellen Beschaffungs- und Absatzportfolio sowie Flexibilität aus langfristigen Bezugsverträgen und Speichernutzung zusätzliche Möglichkeiten zur Portfoliooptimierung.

Trotz stetig wachsender Handelsvolumina an den virtuellen Handelsplätzen und den Börsen decken die aktuellen Handelsmengen derzeit jedoch nur einen geringen Teil des tatsächlichen Gasbedarfs in Deutschland ab.

Bisher nutzt VNG den standardisierten Gashandel, um ihr Bezugs- und Absatzportfolio weiter zu optimieren. Welche Rolle spielt neben der Portfoliooptimierung der Arbitragehandel?

Penzhorn: Das aus Gaslieferverträgen, Transport- und Speicherkapazitätsbuchungen bestehende Portfolio der VNG wird aktiv bewirtschaftet und

¹ Ein Shipper ist ein Kunde, der die Kapazität erwirbt und nutzt.

optimiert und dafür werden zunehmend die Möglichkeiten des standardisierten Gashandels eingesetzt. Bereits heute werden nicht ausgelastete Portfoliobestandteile auch genutzt, um an Arbitragemöglichkeiten aus Preisdifferenzen zwischen verschiedenen Handelsmärkten (örtliche Arbitrage) und verschiedenen Lieferperioden (zeitliche Arbitrage) zu partizipieren. Mit zunehmender Marktentwicklung und -transparenz ist davon auszugehen, dass sich die Preisentwicklungen an den einzelnen Handelsmärkten mittelfristig weiter angleichen werden. In der Folge werden die Arbitragemöglichkeiten zwischen verschiedenen Marktgebieten reduziert bzw. sich nur ergeben, wenn sich auch die Fundamentaldaten (z. B. eingeschränkte physischen Transportmöglichkeiten aufgrund von Wartungsarbeiten) entsprechend verändert haben. Auch in Zukunft wird VNG Erträge aus Arbitragegeschäften zur Portfoliooptimierung realisieren, jedoch nicht auf spekulativer Basis, sondern jeweils auf Basis der Marktmöglichkeiten in Verbindung mit den Flexibilitäten des physischen Portfolios der VNG.

Wir bitten Sie noch um eine letzte Einschätzung: wie wird Ihrer Meinung nach die Gasbeschaffung in zwanzig Jahren aussehen?

Philipp: Die Gasbeschaffung wird sich nicht vereinfachen, weil die Weltbevölkerung und deren Energiehunger wachsen. Erdgas ist ein anwenderfreundlicher Energieträger, der von vielen neuen Anwendern nachgefragt wird. Im Handel mit Erdgas werden sich in den nächsten Jahren die Handelsmöglichkeiten von kurzfristigen Mengen an den jetzt schon sehr liquiden Hubs weiter verbessern. Trotzdem glaube ich, dass die Bedeutung der Langfristverträge nicht wesentlich abnehmen wird. Meiner Meinung nach wird sich ein Verhältnis von Langfrist- und Kurzfristkontrakten von 80 zu 20, maximal von 70 zu 30 herausbilden. Einen größeren Anteil von Kurzfrist- bzw. Spotlieferungen am Gesamtportfolio auch unter dem Aspekt der sicheren Versorgung sehe ich nicht.

Wie sehen Sie das aus Sicht des standardisierten Gashandels?

Penzhorn: Ich sehe die Entwicklung ähnlich. Die Gasbeschaffung in zwanzig Jahren wird geprägt sein durch eine überschaubare Anzahl von global agierenden Öl- und Gasproduzenten, sich vor dem Hintergrund des weltweit steigenden Energiebedarfs verknappende fossile Energieressourcen und in der Folge durch ein im Vergleich zu heute erhöhtes, zunehmend zwischen den Kontinenten angeglichenes Preisniveau und einem aktivem Handel mit standardisierten Handelsprodukten an wenigen preisführenden Handelsmärkten. Ein möglichst diversifiziertes Beschaffungsportfolio bestehend aus langfristigen Gasbezugsverträgen, eigenen Fördermengen, Transportkapazitäten und in Ergänzung einem aktiven Commodity-Handel mit Erdgas, Ölprodukten und Transportrechten werden notwendig sein, um in der komplexen Welt der Gasbeschaffung der Zukunft bestehen zu können.

Und die Gasbeschaffung im LNG-Bereich: wohin wird sie sich in zwanzig Jahren entwickelt haben?

Witt: Im LNG-Markt entwickeln sich die bisher regional getrennten Märkte Europa, Nordamerika und Südostasien zunehmend zu einem Weltmarkt – ähnlich dem Rohölmarkt. Der Anteil des LNG's am weltweiten Erdgasverbrauch könnte somit von heute ca. 9% im Jahr 2020 auf dann bis zu 20% steigen. Zu den wichtigsten Exportländern für LNG könnten sich die Länder des Nahen Ostens, Venezuela, Australien sowie ggf. auch Russland und Norwegen entwickeln. Durch die stetig steigende Wettbewerbsfähigkeit von LNG werden zukünftig immer mehr Mengen an verflüssigtem Gas in europäischen Regasifizierungsterminals angelandet werden. Der Bezug von LNG wird in Europa und auch in Deutschland die „klassischen“ Gaslieferungen über langfristige Lieferverträge ergänzen. Dieser Trend wird sich mittelfristig positiv auf die Versorgungssicherheit auswirken. Die Gasbeschaffung via Pipeline wird sich neben den bestehenden Lieferländern weiter auf die Regionen in Nordafrika ausdehnen.

Wir danken Ihnen für dieses Gespräch.