

Gastkommentar



Dr. Wolfgang Peters, MBA

Geschäftsführer, The Gas Value Chain Company GmbH



Implikationen eines globalen Gasmarktes für überkommene gaswirtschaftliche Paradigmen

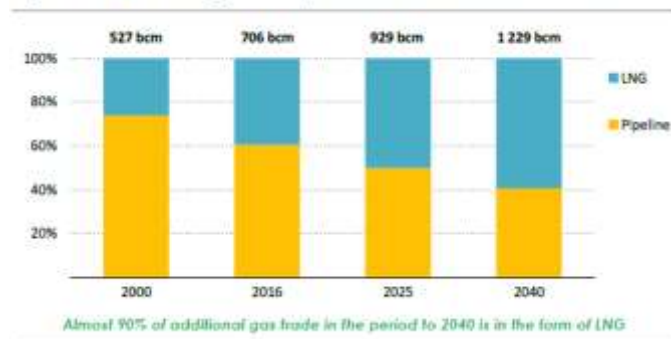
Über den Autor

Wolfgang Peters ist seit mehr als 30 Jahren in der Öl- und Gasbranche tätig: zunächst für Mobil Corporation, dann für Duke Energy und danach für RWE. Dabei trug er Führungsverantwortung in Positionen entlang der gesamten Wertschöpfungskette in verschiedenen Ländern. Nach längerer Tätigkeit im internationalen Upstream Geschäft war er u. a. zweimal für den Markteintritt im liberalisierenden Niederländischen Endkundenmarkt verantwortlich. Später war er im Midstream Bereich tätig: U. a. als RWE's Chef-Verhandler für den Gaseinkauf in Azerbaijan, Iraq und Turkmenistan im Zusammenhang mit der Nabucco Pipeline. Mit Gazprom verhandelte und prozessierte er in Schiedsverfahren über die Entkopplung der Öl- und Gaspreise. Er verließ RWE als CEO der RWE Supply & Trading CZ a.s. in Tschechien im März 2016. Wolfgang Peters betreibt jetzt seine eigene Firma: 'The Gas Value Chain Company GmbH' (GVC). GVC bietet ihre Dienste als 'Commercial Operator' (an Stelle von reiner Beratung) an, d.h. u.a. im Projektmanagement und bei kommerziellen Verhandlungen. Der Autor ist auch als Sachverständiger ('Commercial Expert') in internationalen Schiedsverfahren und Mediationen tätig. Er befürwortet entschieden das Produkt Erdgas als nachhaltiges Mittel zur Bekämpfung des Klimawandels ('Gas Advocacy') und hat diesbezüglich verschiedene Artikel (www.gasvaluechain.com) veröffentlicht. Er bleibt auch der Eurogas in Brüssel (www.eurogas.org), für die er acht Jahre als Mitglied des Vorstandes tätig war, weiterhin verbunden: GVC trat der Eurogas im Jahr 2016 als erstes Mitglied in der neuen Kategorie der "Liaising Members" bei.

Einleitung

Erstmals in ihrem World Energy Outlook (WEO) 2016 sprach die Internationale Energie Agentur (IEA) von einer zweiten *Gasrevolution*. Die erste war bekanntermaßen die Schiefergasrevolution. Als zweite Gasrevolution bezeichnet die IEA die rasante Entwicklung des LNG- (Flüssiggas-) Handels. Nicht nur würde LNG den Anteil des Pipelinegases am globalen Handel in Kürze überrunden. Vielmehr gebe es nun ein dynamisch wachsendes, auf Preissignale reagierendes Angebotsvolumen mit Destinations-Flexibilität.

Figure 2.16 - Global gas trade by mode in the New Policies Scenario



Quelle: IEA WEO 2017

In dem, in 2016 fast parallel zum WEO 2016 erstmals veröffentlichten, ‚Global Gas Security Review‘ stellte die IEA bereits im Vorwort fest: „... eine enge Sichtweise der Gasversorgungssicherheit... bezogen auf eine einzelne Region (der Welt) ist nicht länger angemessen.“

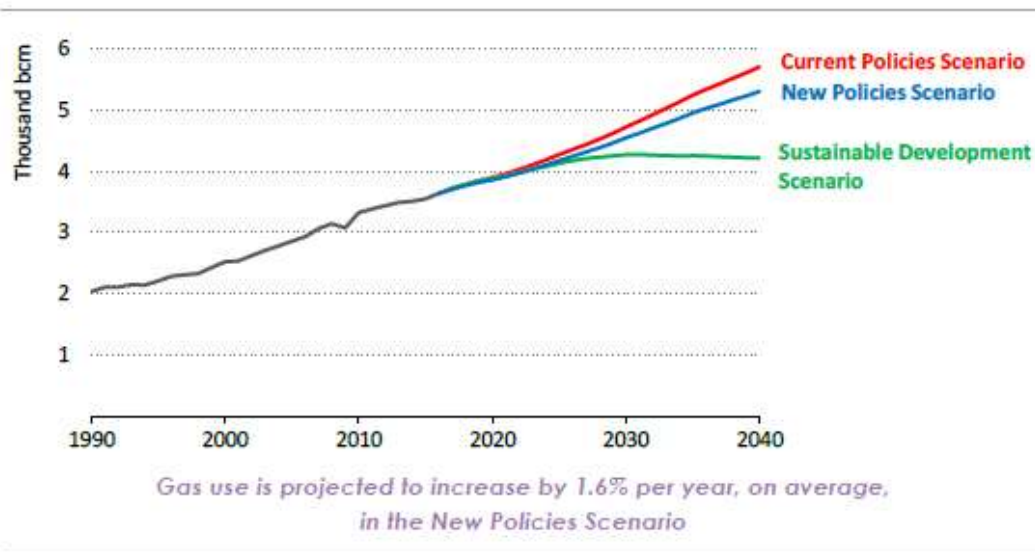
Der folgende Beitrag versucht auf der Basis dieser Erkenntnisse, einige der aktuellen geopolitischen und regulatorischen ‚Strömungen‘ kritisch zu hinterfragen.

Rapide Weiterentwicklung des globalen Gasmarktes bei steigender Nachfrage

In ihrem WEO 2017 greift die IEA ihre vor einem Jahr getroffenen Feststellungen auf und analysiert die binnen eines Jahres vollzogene und bis zum Jahr 2040 prognostizierte Weiterentwicklung.

Die IEA sieht für Gas als einzigem fossilen Brennstoff ein beachtliches Wachstum von derzeit ~3.600 Milliarden m³/a (bcm/a) auf über 5.300 Milliarden m³ in 2040 in ihrem ‚Base-Case‘, dem ‚New Policies Scenario‘. Selbst im sog. ‚Sustainable Development Scenario‘, das Regularien modelliert, die es erlauben würden, die Pariser Klimaziele zu erreichen, steigt die Gasnachfrage auf über 4.000 Milliarden m³/a an.

Figure 8.2 ▶ World natural gas demand by scenario

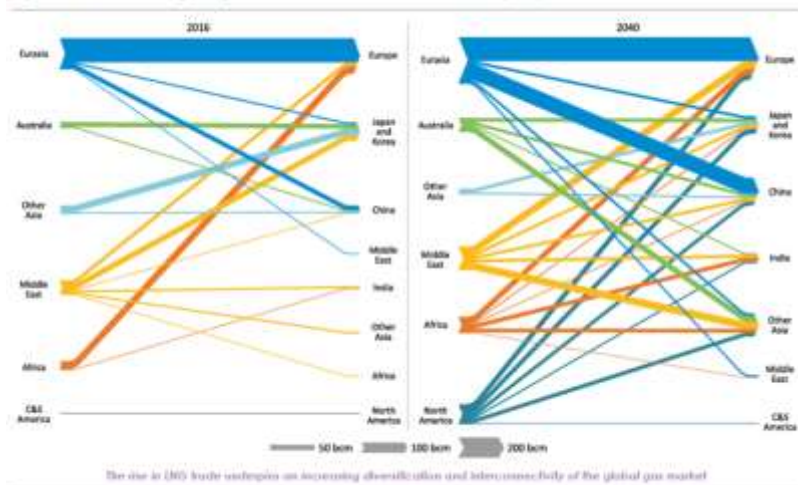


Note: bcm = billion cubic metres.

Quelle: IEA WEO 2017

Die beobachtete und für die Zukunft prognostizierte rapide Weiterentwicklung des globalen Gasmarktes führt durch den rasant wachsenden LNG-Handel zu einer exponentiellen Ausweitung von Diversifizierungen und Interdependenzen.

Figure 8.12 Selected global gas trade flows in the New Policies Scenario (bcm)



Note: CBS America = Central and South America.

Quelle: IEA WEO 2017

Die Preisunterschiede vormals isolierter Regionen sind nunmehr ‚Spreads‘

Während man früher über mehr oder weniger isolierte, also sich gegenseitig preislich nicht beeinflussende Regionen (z. B. Asien, USA, Europa) sprach, qualifiziert man heute die Preisunterschiede als ‚Spreads‘. Spread ist ein Terminus aus der Händlersprache: Als Spreads werden Preisunterschiede dann qualifiziert, wenn sie mittels Preisarbitrage handelbar sind. In einer Welt mit destinationsflexiblem LNG ist das der Fall. Die Spreads bilden die kommerzielle Entscheidungsgrundlage für einen LNG-Lieferanten, ob eine Lieferung von ‚A nach B‘ attraktiver ist als z. B. eine Lieferung von ‚A nach C‘.

Der Effekt ist auf dem Chart der IEA zu besichtigen: eine zunehmende Preiskonvergenz, die durch die beschriebene ‚Spread-Arbitrage‘ maßgeblich bewerkstelligt wird.

Figure 1.2 • Gas price development, 2012-17



Note: NBP = National Balancing Point (United Kingdom).

Sources: NBP, Henry Hub, Japan LNG contract and Brent data: Bloomberg Finance LP; Asian LNG spot data: ICIS (2017a), ICIS LNG Edge, www.icis.com/energy/liquefied-natural-gas/lnge-edge (subscription required).

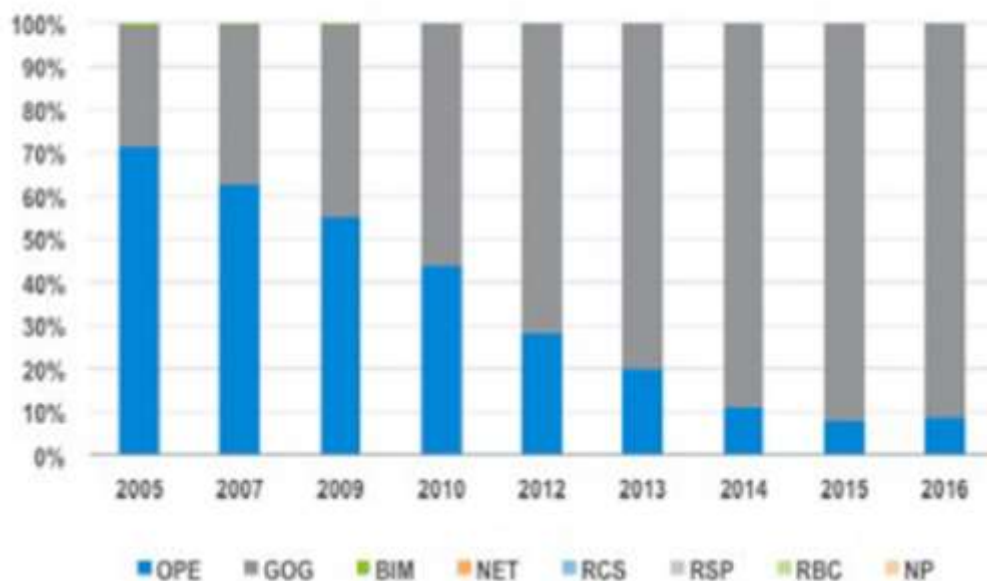
Quelle: IEA Global Gas Security Review 2017

Gelten die Vorteile eines globalen Gasmarktes auch für Europa?

Wenn es in steigendem Maße eine auf Preissignale reagierende, destinationsflexible LNG-Verfügbarkeit gibt, stellen sich zwei Fragen: Kann Europa ggf. entsprechende *Preissignale aussenden* und, wenn ja, kann es die attrahierten LNG-Mengen dann auch *absorbieren*? Die Antwort auf beide Fragen ist ja:

Europa hat liquide Handelsmärkte entwickelt, in denen die Preisbildung durch Angebot und Nachfrage bestimmt wird. Der ‚Wholesale Gas Price Survey 2017‘ der Internationalen Gas Union (IGU) stellt für Gesamt-Europa zwischen 2005 und 2016 eine Zunahme der ‚Gas-on-Gas‘ (‚GOG‘) Bepreisung von 15% auf 66% und einen Rückgang der Ölindexierung von 78 auf 30% fest. Zugegeben sind diese Zahlen noch nicht geeignet, den Europäischen Henry Hub auszurufen. Es gibt, z.B. in Zentral-Europa und in Süd-Europa immer noch Märkte, die nicht über ausreichend liquide Hubs verfügen. Schaut man aber auf den Nordwest-Europäischen Markt, sieht man zwischen 2005 und 2016 eine Zunahme der ‚Gas-on-Gas‘ (‚GOG‘) Bepreisung von 28% auf 91% und einen Rückgang der Ölindexierung von 72 auf 9%. Hinzu kommt, daß das Preisniveau in den weniger liquiden Handelsmärkten in der Regel stark mit den liquiden Nordwest-Europäischen Hubs, z. B. dem TTF, korreliert.

Figure 5.5 Northwest Europe Price Formation 2005 to 2016



Quelle: IGU Wholesale Gas Price Survey 2017 Edition

Will sagen: Europa ist definitiv in der Lage, Preissignale auszusenden. Um jede Theoretisierung zu vermeiden (und damit die eigentlich für das Fazit vorgesehene Schlussfolgerung teilweise vorwegzunehmen): Wenn aufgrund einer Verknappung von Pipelinegas, aus welchen Gründen auch immer, die Handelspreise anziehen, weil die Nachfrage das Angebot übersteigt, ist das ein sogenanntes ‚Preissignal‘, das von interessierten potentiellen LNG-Lieferanten wahrgenommen und auf das gegebenenfalls reagiert wird.

Europa ist auch in der Lage, durch entsprechende Preissignale attrahierte LNG-Lieferungen aufzunehmen. Es verfügt über ~210 bcm/a (Milliarden m³/Jahr) an Regasifizierungskapazität, die bis dato nur zu ca. 25 % genutzt wurde.

KEY DATA			
Annual regasification capacity of large-scale LNG import terminals per country			
	billion m ³ (N)/year		
	operational	under constr.	planned
BELGIUM	9		
CROATIA			6
ESTONIA			5
FINLAND			
FRANCE	34		11
GERMANY			4
GREECE	5	2	6
IRELAND			3
ITALY	15		8
LATVIA			5
LITHUANIA	4		
MALTA	1		2
NETHERLANDS	12		4
POLAND	5		11
PORTUGAL	8		
SPAIN	69	3	5
SWEDEN	1		1
UK	48		17
TOTAL EU-28	210	5	87
ALBANIA			8
NORWAY			
RUSSIA			3
TURKEY	17		21
UKRAINE			10
TOTAL EUROPE	227	5	129
Number of LNG import terminals per type			
	operational	under constr.	planned
LARGE-SCALE	23	2	7
└ FSRU & OTHERS	4	0	13
SMALL-SCALE	5	4	4
TOTAL EUROPE	28	6	11

Quelle: GIE LNG Map 2018

Zugegeben sind von den insgesamt 28 Terminals nicht alle geographisch so gelegen, dass sie für Gesamt-Europa unmittelbaren Nutzen stiften könnten: Z. B. Spanien ist traditionell ‚LNG-Country‘ mit einer Vielzahl von Terminals (69 bcm/a, siehe oben), aber leider immer noch nicht ausreichend über Interkonnektoren mit den anderen Märkten Kontinentaleuropas verbunden.

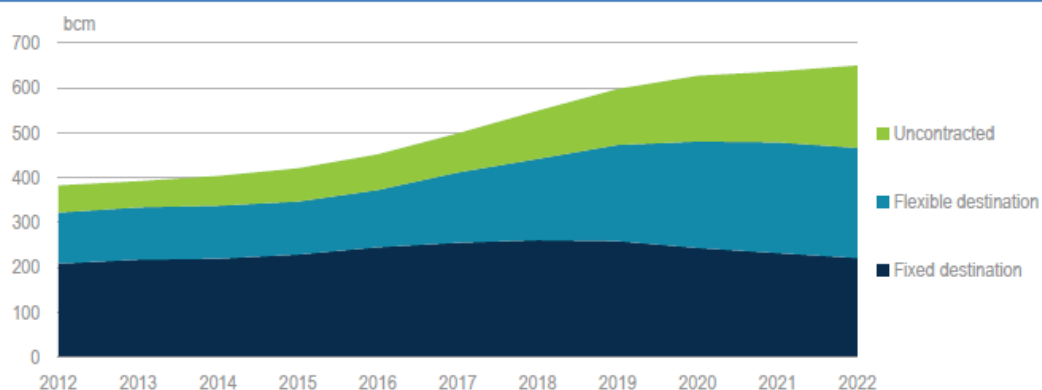
Dennoch, etwa die Hälfte der Terminalkapazität könnte LNG-Lieferungen aufnehmen, die auch den östlichen Gasmärkten Europas versorgungstechnisch unmittelbar zu Gute kämen.

Verfügbarkeit von LNG im Bedarfsfall

Bliebe noch zu prüfen, ob LNG im Bedarfsfalle tatsächlich zeitnah zur Verfügung stünde. Dies ist zu bejahen.

Der Anteil der LNG-Mengen mit ‚Fixed Destination‘ (festem Lieferort) nimmt weiter ab, dieser Trend wird sich z. B. durch das Vorgehen der japanischen Wettbewerbsbehörde gegen Destinationsklauseln noch verstärken. Demgegenüber steigen die Mengen mit flexibler Destination. Darüber hinaus steigen die überhaupt nicht kontrahierten, mithin für Spottransaktionen zur Verfügung stehenden Mengen merklich an.

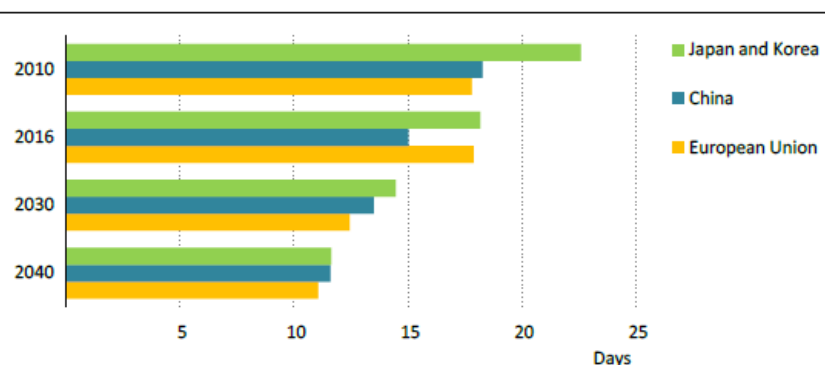
Figure 2.10 • LNG export contract volumes by destination flexibility, 2012-22



Quelle: IEA Global Gas Security Review 2017

Auch die ‚Reaktionszeit‘, also die Periode zwischen einem Preissignal und dem Eintreffen einer physischen Lieferung hat sich bereits maßgeblich verkürzt und wird sich noch weiter verkürzen: So prognostiziert die IEA für Europa eine Verkürzung der Reaktionszeit von ca. 17 Tagen in 2016 auf etwa 12 Tage in 2030. Eine Periode, die im Falle einer Lieferknappheit durch Speicherentnahmen überbrückt werden könnte.

Figure 9.14 ► Estimated average time to procure an extra 10% of LNG import volumes by selected importer in the New Policies Scenario



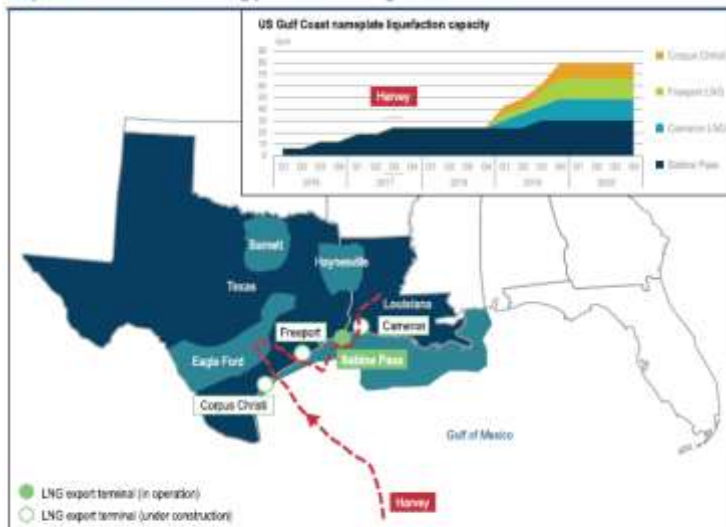
As LNG trade expands and becomes more diversified, major LNG importers are able to meet an unforeseen 10%-spike in their LNG import demand in much less time than today

Quelle: IEA WEO 2017

Diversifizierung bleibt unverzichtbar

Trotz der Segnungen des globalen Gasmarktes bleibt Diversifizierung sowohl von Lieferquellen als auch Transportrouten sowie die Sicherstellung ausreichender Interkonnektivität unverzichtbar. Darauf weist die IEA in ihrem zweiten *Global Gas Security Review 2017* hin. Die rasante Entwicklung des globalen Gasmarktes schaffe neue Interdependenzen und mithin auch die Möglichkeit unerwarteter Schocks. Z. B. weist die IEA auf das entstehende Konzentrationsrisiko von US-amerikanischen Exportterminals an der Golfküste hin: Die Golfküste ist von Zeit zu Zeit von Hurrikans betroffen, im letzten Jahr vom Hurrikan Harvey. Es wäre also unklug, sich ausschließlich auf US-amerikanisches LNG zu verlassen.

Map 1.2 • US Gulf Coast increasingly connected to the global LNG market



Sources: EIA (2017a), *Natural Gas Consumption by End Use* (database), www.eia.gov/ltm/naturalgas/natural_gas_sum_dcu_sla_x.htm; EIA (2017b), *Natural Gas Production* (database), www.eia.gov/energyexplained/data/us%20dry%20hole%20gas%20production.xdoc; ICIS (2017a), *ICIS LNG Edge*, www.icis.com/energy/liquefied-natural-gas/lng-edge (subscription required).

Quelle: IEA Global Gas Security Review 2017

Als Beispiel für Nachlässigkeit bezüglich ausreichender Interkonnektivität führt die IEA Südfrankreich an: Die plötzliche Nichtverfügbarkeit einer Mehrzahl von Atomkraftwerken im Winter 2017 führte im TRS (dem südlichen französischen Hub) zu einem plötzlichen massiven Anstieg der Gashandelspreise, bis LNG-Lieferungen das Preisniveau wieder ausglich.

Figure 1.5 • Natural gas spot prices in France versus TTF and LNG spot price in Spain, winter 2016/17



Sources: Natural gas prices in France: Bloomberg Finance LP; other prices: ICIS (2017a), *ICIS LNG Edge*, www.icis.com/energy/liquefied-natural-gas/lng-edge (subscription required).

Quelle: IEA Global Gas Security Review 2017

Die Nordstream 2 Debatten im Kontext: Viel Lärm um Nichts

Die Nordstream 2 Debatten sind ein gutes Beispiel dafür, dass Marktentwicklungen ignoriert werden und an alten Denkmodellen und Vorurteilen festgehalten wird.

So halten es die USA, deren Gaswirtschaft maßgeblich die Entwicklung des oben beschriebenen globalen Gasmarktes prägt, für opportun, Nordstream 2 und Firmen, die diese unterstützen, ggf. mit Sanktionen zu belegen. Es mag dahinstehen, ob dahinter in Wirklichkeit das Anliegen steht, die Lieferung von US-amerikanischem LNG nach Europa zu fördern oder ob, wie gern behauptet wird, lediglich die altruistische ‚Sorge‘ um den NATO-Partner das Motiv ist. Aus den obigen Ausführungen dürfte deutlich geworden sein, dass Sanktionen ein völlig untaugliches Instrument sind, US-amerikanische LNG-Lieferungen nach Europa zu ermöglichen. Die Entscheidungen darüber, ob solche Lieferungen stattfinden oder nicht, werden ausschließlich kommerziell auf der Basis der Preis-Spreads zwischen dem amerikanischen Henry Hub (‚HH‘) und den nordwesteuropäischen Handelsmärkten (NBP, TTF) getroffen.

Misplaced US sanctions: ‘Money talks ...’ – not sanctions



Premium NBP over HH required (Note: exemplary only!)

Full cost: 15% HH + ~\$2.50 liquefaction + 0.50 shipping + \$ 0.50 regas =

~\$3.95/MMBtu

Marginal cost (liquefaction sunk):

~\$1.70/MMBtu



Source: ICIS Heren

Quelle: ICIS Heren; eigene Berechnungen

Die Nulllinie des obigen Charts von ICIS Heren gibt den Spread HH/NBP an, bei welchem der LNG-Lieferant – in diesem Zahlenbeispiel¹ - seine Vollkosten von \$ 3.95 MMBtu (ca. 12 €/MWh) zurück verdienen würde. Über der Nulllinie verdient er zusätzliche Marge und unter der Nulllinie verliert er Geld. Und selbst wenn er bei Lieferungen nach Europa Geld verdienen könnte, würde er auch die Spreads zu anderen Märkten, z. B. Südamerika oder Asien, analysieren und sich dann für das Lieferziel entscheiden, wo er den höchsten ‚Netback‘ erzielt.

Dies bedeutet, dass LNG die sog. marginale Liefermenge ist, die gewissermaßen den Höchstpreis für Pipelinegas in Europa setzt (ihn ‚deckelt‘). Wenn also, wie oben bereits

¹ Die Zahlen können je nach Situation des Lieferanten stark variieren.

angedeutet, von einem Pipelinelieferanten versucht werden würde, die Preise hoch zu treiben oder gar Liefermengen zu kürzen, würde der darauf folgende Anstieg der Handelspreise mit hoher Wahrscheinlichkeit die Lieferung von LNG-Mengen auslösen.

Noch einen Schritt weiter gedacht bedeutet dies, dass hoher Mengendruck von Pipelinegas auf die europäischen Handelsmärkte, auch und insbesondere mittels Nordstream 2, geeignet ist, das Preisniveau der europäischen Handelsmärkte so niedrig zu halten, dass mangels ausreichend hoher Spreads US-amerikanisches LNG nicht nach Europa geliefert wird. Das renommierte ewi Institut hat in ihrem Gutachten *'Impacts of Nord Stream 2 on the EU Natural Gas Market'*² diesen preisdämpfenden ‚Verbraucherwohlfahrtseffekt‘ für Europa überzeugend dargelegt. Der Wohlfahrtsnutzen geht sogar über Europa hinaus: Jedes LNG-Cargo, das nicht nach Europa geliefert wird, steht für andere Märkte des globalen Gasmarktes zur Verfügung und hat daher auch zum Beispiel für Asien oder Südamerika einen preisdämpfenden Effekt.

In diesem Kontext erscheinen die Bemühungen der Europäischen Kommission, das Dritte Energiepaket zu ändern und ihm auch Pipelines außerhalb des europäischen Territoriums (gerichtet auf Nordstream 2, aber mit u.U. erheblichem Kollateralschaden für eine Mehrzahl anderer Pipelines) zu unterwerfen, geradezu skurril. Die Europäische Kommission muß sich den Vorwurf gefallen lassen, dass sie die hier geschilderten Entwicklungen des globalen Gasmarktes übersehen hat oder sie – aus ‚anderen Gründen‘ - ignoriert.

Es ist leider zutreffend, und hat ohne Frage der Reputation des Produktes Erdgas sehr geschadet, dass Gaslieferungen in der Vergangenheit als politische Waffe missbraucht wurden. Die von Professor Jonathan Stern treffend als ‚Putin-Phobia‘³ bezeichnete Haltung zu Erdgas im Allgemeinen und russischem Erdgas im Besonderen sind aber nicht mehr angemessen. Die einst bilaterale physische Abhängigkeit bei Erdgaslieferungen hat sich in eine Funktionalität von Preissignalen gewandelt und lässt für politische Machtspiele keinen Raum.

Misplaced EC efforts to derail Nordstream 2:
SoS has transformed from bi-lateral physical dependency to a
functionality of price signals in an integrated traded market



Ukrainian Crisis 2009: Andrej Budajew, "Putin's recalcitrant bride"

23

In einem hochkarätigen Gas Forum im Dezember 2017 in Frankfurt wurde von einer hochrangigen amerikanischen Beamtin die Frage gestellt, ob wir glaubten, dass der russische

² ewi Energy Research & Scenarios gGmbH; www.ewi.research-scenarios.de

³ 'The future of gas in decarbonizing European energy markets: the need for a new approach', by Jonathan Stern, January 2017, OIES Paper NG 116, www.oxfordenergy.org

Präsident Energielieferungen als politisches Druckmittel in Erwägung ziehen könnte. Verschiedene Teilnehmer des Forums bemühten die übliche Wechselseitigkeit der Abhängigkeiten (,wir brauchen deren Gas, die brauchen unsere Devisen‘). Es gab aber auch eine Antwort ganz im Sinne der hier versuchten Darstellung des globalen Gasmarktes: Dies sei durchaus weiterhin denkbar. Ihm habe nur noch niemand gesagt, dass es nicht mehr funktionieren würde.

Fazit

Als Fazit ist festzuhalten, dass überkommene gaswirtschaftliche Paradigmen überdacht werden müssen. Dazu gehört auch und insbesondere die Definition der Versorgungssicherheit. Das destinationsflexible LNG ,deckelt‘ den Preis für Pipelinegas in den Handelsmärkten Europas und macht Sorgen um übermäßige Abhängigkeit von einem Pipelinelieferanten und daraus folgende politische Erpressbarkeit obsolet. Auch Nordstream 2 Liefermengen sind keine Bedrohung, sondern würden maßgeblich zu dem Mengendruck auf Europäische Handelsmärkte beitragen, der das Preisniveau zu Gunsten der Verbraucher niedrig hält. Der ,Deckelungseffekt‘ des destinationsflexiblen LNG’s im globalen Gasmarkt stellt sicher, dass dies auch so bleibt.