

ENTWICKLUNG EINES DISPATCHMODELLS IM GASMARKT

Benedikt EBERL^{*1}, Julius OTT², Serafin VON ROON¹

Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Am Blütenanger 71, 80995 München,
www.ffegmbh.de

Kurzfassung: Es werden verschiedene Ansätze zur Modellierung des Gasmarkts auf europäischer und globaler Ebene verglichen. Insbesondere wird dabei auf die verschiedenen Einsatzzwecke solcher Modelle eingegangen und die jeweilige Eignung der einzelnen Modelle zur Beantwortung unterschiedlicher Fragestellungen analysiert. Des Weiteren werden auffällige historische Ereignisse im Gasmarkt untersucht, woraus sich eine Veränderung des regulären Marktgeschehens ergeben hat um ein umfassenderes Systemverständnis zu erhalten. Hierfür werden die Entkopplung der globalen Gaspreise ab dem Jahr 2009 und der historisch geringe Füllstand sowohl der deutschen als auch der verbleibenden europäischen Erdgasspeicher Beginn des Jahres 2013 analysiert. Abschließend werden daraus resultierend mögliche Ansätze für ein Modell erläutert sowie notwendige Einschränkungen bei den Annahmen und der Berechnung des Modells erörtert.

Keywords: Erdgas, Gasmarkt, Dispatchmodell, Erdgasspeicher

1 Einleitung

Durch das Unbundling in der Erdgaswirtschaft hat sich in den letzten Jahren eine Entwicklung von staatlich regulierten (Gebiets)Monopolen hin zu einem Markt vollzogen, der zunehmend durch vollkommene Konkurrenz gekennzeichnet ist. Dies hat unter anderem zur Entstehung von stetig an Liquidität gewinnenden Erdgashubs in Deutschland geführt. Modelle erlauben, dadurch entstandene Märkte und Veränderungen im Gashandel nachzuvollziehen und zu diskutieren. Auch für die Zukunft wird, aufgrund steigender Anforderungen an das Gasnetz, der Bedarf nach einer modellgestützten Prognose der Auswirkungen verschiedener Szenarien zur weiteren Entwicklung des Erdgasmarkts weiter steigen. Beispiele für diese steigenden Anforderungen sind der Einsatz von Power-to-Gas, der zur Entstehung neuer Quellen im Erdgasnetz führen würde, oder der Zubau von Gaskraftwerken, welche punktuell den Verbrauch im Erdgasnetz stark erhöhen können.

Um ein Modell zu erstellen ist es jedoch sinnvoll, einen vergleichenden Überblick über bestehende Modelle und deren Stärken und Schwächen zu erstellen und sich anhand der Analyse empirischer Daten die Herausforderungen bei der Modellierung, als auch die Einschränkungen hinsichtlich der Validität der Ergebnisse zu vergegenwärtigen.

¹ Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Am Blütenanger 71, 80995 München, 089/15812147, beberl@ffe.de, www.ffegmbh.de

² FfE GmbH, julius.ott@tum.de

2 Analyse bestehender Modelle

Um die Grundlage für die Modellierung des deutschen Erdgasmarkts zu schaffen, werden zunächst bestehende Modelle analysiert. Dazu wird eine Kategorisierung bestehender Modelle in Infrastruktur-orientierte, kurzfristige Dispatchmodelle und wettbewerblich-orientierte, langfristige Marktmodelle vorgenommen. Anschließend werden ausgewählte Modelle näher beschrieben und verglichen.

2.1 Auswahl der untersuchten Modelle

Grundsätzlich können die zwei verschiedenen Modellierungsvarianten Dispatchmodell und Marktmodell identifiziert werden. Beiden Modellansätzen liegt die Abbildung der Infrastruktur als Knoten-Kanten Modell zugrunde. Dispatchmodelle optimieren die Gasflüsse vom Erzeuger zum Verbraucher ohne Marktmacht auf einzelnen Stufen der Wertschöpfungskette zu berücksichtigen. Durch die Minimierung der Systemkosten als Optimierungsziel wird hierbei von vollkommener Konkurrenz der einzelnen Akteure beziehungsweise effizienter Regulierung ausgegangen.

Die dadurch entstehende Vereinfachung des Marktes erlaubt den Modellen die zugrundeliegende Gasinfrastruktur sowohl geografisch als auch hinsichtlich der temporalen Granularität möglichst realitätsgetreu abzubilden. Dies impliziert eine vergleichsweise große Anzahl von Knoten und eine hohe zeitliche Auflösung. Demgegenüber sind Marktmodelle darauf ausgelegt das Marktgeschehen möglichst exakt abzubilden und somit langfristige Aussagen zu treffen. Es werden in der Regel aktorsbezogene Strukturen berücksichtigt, welche Abweichungen von der Annahme eines vollkommenen Wettbewerbs ermöglichen. Dies spiegelt sich beispielsweise im Verhalten der Marktteilnehmer auf einzelnen Stufen der Wertschöpfungskette wider, wobei das Optimierungsziel der Gewinnmaximierung der Marktteilnehmer mit Marktmacht modelliert wird.

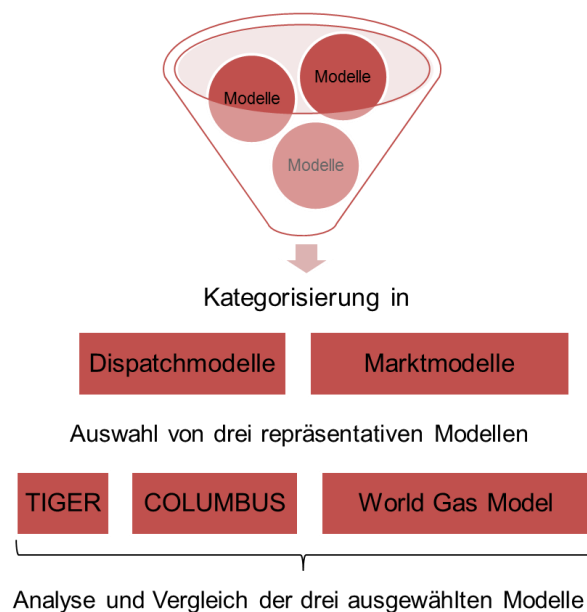


Abbildung 2-1: Vorgehen bei der Modellauswahl

Ausgewählt zur tiefergehenden Analyse werden drei Modelle, die durch verfügbare Literatur genau beschrieben werden. Es wurden solche Modelle ausgewählt, die im besonderen Maße geeignet sind verschiedene Möglichkeiten der Modellierung des Erdgasmarkts darzustellen. Insbesondere der Unterschied zwischen den beiden Modellkategorien soll deutlich werden. Dazu werden zwei am Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln (ewi) erstellte Modelle betrachtet: das Dispatchmodell TIGER (Transport Infrastructure for Gas with Enhanced Resolution) und das Marktmodell COLUMBUS. Hinzu kommt ein weiteres Marktmodell, das unter anderem am deutschen Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin) entstandene World Gas Model (WGM). Da sowohl TIGER als auch COLUMBUS auf dasselbe Institut zurückgehen ermöglicht dies, die strukturellen Unterschiede der beiden Modellarten herauszustellen. Es ist davon auszugehen, dass die den Modellen zu Grunde liegenden Annahmen über die Funktionsweise der Gaswirtschaft sehr ähnlich sind. Unterschiede sollten sich also hauptsächlich durch die Wahl des Modellierungsansatzes in den Modellen und nicht wegen divergierender grundsätzlicher Annahmen über die Erdgasversorgung ergeben. Das WGM ist als Marktmodell von der Ausrichtung vergleichbar mit COLUMBUS und damit geeignet zu zeigen, dass trotz vergleichbarer Zielsetzung die Modellierung an sich erhebliche Unterschiede aufweisen kann. Als Quellen für die einzelnen Modelle wird für TIGER in erster Linie auf die Veröffentlichungen „Erdgas für Europa: Die ewiGAS2008 Prognose“ (Bothe und Lochner, 2008) und „Identification of congestion and valuation of transport infrastructures in the European natural gas market“ (Lochner, 2011) zurückgegriffen. COLUMBUS wird primär anhand von „COLUMBUS – A global gas market model“ (Hecking und Panke, 2012) und „Erdgas für Europa: Die ewiGAS2008 Prognose“ (Bothe und Lochner, 2008) beschrieben. Die Beschreibung des World Gas Models orientiert sich an „The World Gas Model - A multi-period mixed complementarity model for the global natural gas market“ (Egging, Holz und Gabriel, 2010).

2.2 Beschreibung der Modelle

Allen untersuchten Modellen ist der Kanten-Knoten Ansatz gemein. Knoten können Quellen und Senken sein. Quellen sind beispielsweise Förderanlagen von Erdgas. Senken können beispielsweise Endverbraucher von Gas darstellen. Aber auch Knoten, die eine Kombination von Quellen und Senken repräsentieren, sind in dem Ansatz zulässig. Speicher stellen zum Beispiel je nach Betriebsweise sowohl eine Senke als auch ein Quelle dar. Auch Übergänge zwischen verschiedenen Pipelines oder zwischen LNG-Terminals und Pipelines lassen sich als Knoten darstellen. Diese Knoten sind durch Kanten verbunden. Kanten repräsentieren die Transportinfrastruktur. Kanten liegen in erster Linie Pipelines zugrunde, aber auch die Darstellung von LNG-Transportrouten erfolgt durch Kanten. Den Knoten und Kanten werden die individuellen Eigenschaften der zugrundeliegenden Infrastruktur zugewiesen, beispielsweise bei Pipelines die Kapazität, geographische Lage, Verbindung zu Knoten, Flussrichtung des Erdgases oder auch Transportverluste. Oftmals werden durch einen Knoten oder eine Kante mehrere Infrastrukturelemente aggregiert abgebildet. /OTT-01 16/

TIGER

In dem Modell TIGER werden die Gesamtkosten der Erdgasbereitstellung in der betrachteten Region minimiert. Das bedeutet, es wird vollkommener Wettbewerb auf jeder Stufe der Wertschöpfungskette angenommen. Die Gesamtkosten setzen sich dabei aus Kosten für die Gasbeschaffung, Transportkosten, Speicherkosten und Kosten für die

Rückvergasung von LNG zusammen. Die geographische Abdeckung beschränkt sich auf Europa, wobei über 500 Knoten und rund 750 Kanten zur Abbildung des modellierten Gebiets genutzt werden. Da der betrachtete Raum auf Europa begrenzt ist werden keine LNG Transportrouten betrachtet, Kanten bilden demzufolge ausschließlich Pipelines ab. Der Zeitschritt beträgt einen Tag, es ist also mögliche Engpässe an Tagen mit sehr hoher Nachfrage festzustellen. Die Nachfrage ist weitestgehend exogen vorgegeben, lediglich ab einem gewissen Schwellenwert des Preises beziehungsweise der Gesamtkosten wird ein Rückgang der Nachfrage hinterlegt.

In diesem Modell wird Gas angebotsseitig über drei Wege bereitgestellt. Es kann über Pipelines aus Gebieten außerhalb der modellierten Region, als LNG über Rückvergasungsterminals und aus innereuropäischer Förderung bezogen werden. Die Preise für die jeweiligen Bezugswege sind dabei exogen vorgegeben. Auch die Nachfragewerte sind exogene Eingangsdaten, wobei die Annahmen getrennt nach Ländern und Sektoren getroffen werden, woraus abhängig von den Anteilen der Verbrauchssektoren in den einzelnen Knoten, für jeden Knoten die exogene Nachfrage resultiert.

Zusammenfassend gibt TIGER detaillierte, tagesscharfe, Informationen über die Auslastung einzelner Elemente der Infrastruktur in der Erdgasversorgung beziehungsweise insbesondere über die Erdgasflüsse. Allerdings wird dabei kein strategisches Verhalten berücksichtigt, welches in der Realität beispielsweise aufgrund möglicher oligopolistischer Strukturen auf einzelnen Ebenen der Wertschöpfungskette auftreten könnte. Das Modell ist als lineare Optimierung formuliert.

COLUMBUS

Wie auch TIGER ist dieses Modell am ewi erarbeitet worden. In diesem Modell werden jedoch nicht die Gesamtkosten minimiert, sondern die Erlöse einzelner Marktteilnehmer werden maximiert. Die zeitliche Auflösung beträgt einen Monat, betrachtet wird der globale Gasmarkt. Bei der dem Modell zugrundeliegenden Kanten-Knoten-Struktur können Kanten somit auch LNG Transportrouten repräsentieren. Auf der Stufe der Exporteure kann innerhalb der Wertschöpfungskette von der Annahme vollkommener Konkurrenz abgewichen werden. Das bedeutet, dass neben vollkommener Konkurrenz auch die mögliche Marktmacht einzelner Exportunternehmen beziehungsweise Regionen abgebildet werden kann. Im Gegensatz dazu wird bei den Netzbetreibern von effizienter Regulierung ausgegangen. Auch in der LNG-Kette, bestehend aus Verflüssigung, Transport und Rückvergasung wird in der Modellierung vollkommene Konkurrenz angenommen.

Das Modell ist in Form eines Mixed Complementary Problem (MCP) formuliert. Ein MCP ist eine Generalisierung des nichtlinearen Komplementaritätsproblems. Es sind hier Untergrenzen kleiner Null möglich und es können Obergrenzen für die zu optimierende Variable gesetzt werden, was bei nichtlinearen Komplementaritätsproblemen nicht möglich ist /DIR-01 94/. / OTT-01 16/

World Gas Model

Auch dem World Gas Model liegt ein gemischtes Komplementaritätsproblem zugrunde. Wie die vorherigen Modelle basiert das World Gas Model auf einer Kanten-Knoten-Struktur, hier bildet jeder Knoten im Regelfall ein Land ab. Insgesamt besteht das Modell aus 65 Knoten. In diesem Modell kann auf zwei Stufen der Wertschöpfungskette von der Annahme

vollkommener Konkurrenz abgewichen werden. Zum einen bei den sogenannten Händlern, diese können ein integriertes Unternehmen mit angeschlossener Produktion sein oder eigenständige Händler ohne verbundene Produktionskapazitäten. Desweiteren besteht in der LNG Kette, genauer gesagt bei den Importterminals die Möglichkeit unvollkommene Konkurrenz anzunehmen. Das bedeutet die Rückvergaser sind in der Lage, abhängig von den Wettbewerbern, Marktmacht auszuüben, also sich strategisch zu verhalten. Die Nachfrage wird elastisch modelliert, dazu wird für jeden Knoten die Nachfragefunktion bestimmt, bestehend aus den aggregierten und gewichteten Nachfragefunktion der einzelnen Nachfragesektoren in den jeweiligen Knoten. Die Abbildung der Gasspeicher in dem Modell ist insofern vereinfacht, dass die modellierten Speicher zum Ende jedes Winters als komplett leer angenommen werden. Die Speicher werden ausschließlich zum Ausgleich zwischen den Jahreszeiten genutzt, kurzfristige (Arbitrage-) Geschäfte kommen bei der Speicherung nicht vor. Der Speicherbetreiber kauft im Sommer, dem Zeitraum mit niedriger Nachfrage, Erdgas ein und speichert es. In Herbst, Winter und Frühling verkauft er dieses gespeicherte Gas wieder.

2.3 Vergleich der Modelle

In allen Modellen liegt in der Abbildung der Infrastruktur der Knoten-Kanten Ansatz zu Grunde. Oftmals werden hierbei durch einen Knoten oder eine Kante mehrere Infrastrukturelemente abgebildet.

Im Gegensatz zu TIGER besteht bei COLUMBUS und im WGM die Möglichkeit ein Cournot-Nash-Oligopol auf einzelnen Stufen der Wertschöpfungskette abzubilden. Ein Cournot-Nash-Oligopol bedeutet eine simultane Mengenentscheidung der Marktteilnehmer, beziehungsweise einen Mengenwettbewerb der Oligopolisten, wodurch diese ihre Gewinne maximieren.

WGM und COLUMBUS unterscheiden sich jedoch in Bezug auf die Annahmen zur Modellierung der LNG-Kette. Während die Importterminals im WGM mit Marktmacht ausgestattet sind, werden sie in COLUMBUS durch vollkommene Konkurrenz abgebildet. Die Modellierung von Importterminals als Akteure mit strategischem Verhalten erscheint einleuchtend, wenn berücksichtigt wird, dass 2013 in Europa lediglich 20 Terminals betrieben wurden /IGU-01 14/. In einigen Ländern existieren hierbei gar keine (Deutschland), oder nur ein (Niederlande, Belgien) Importterminal. In Spanien, dem Land mit den meisten Terminals in Europa, werden diese jedoch nur von vier Unternehmen betrieben. /GIE-01 15/ Es existiert daher eine hohe Marktkonzentration, die durch die geringe Konkurrenz auf dieser Stufe der Wertschöpfungskette entsteht. Die hohe Marktkonzentration und die Tatsache, dass Importterminals meist aufgrund ihrer geographischen Lage in der Transportinfrastruktur nicht einfach substituiert werden können legt nahe, hierbei von Teilnehmern am Markt auszugehen, die Marktmacht ausüben können und somit durch die Variation der angebotenen Mengen ihre Gewinne maximieren können.

Eine Stufe höher in der Wertschöpfungskette beim Transport und der Liquifizierung von Erdgas wird in beiden Modellen von vollkommener Konkurrenz ausgegangen. Dies ist im Hinblick auf die derzeitige Marktsituation nachvollziehbar, da ein Überangebot von LNG Transportkapazitäten existiert, wodurch ein erheblicher Wettbewerb angenommen wird /IGU-01 14/. Zudem können derzeit 17 Staaten weltweit Erdgas verflüssigen, wobei sie

oftmals über mehrere Exportterminals verfügen. Aufgrund des Transports mit Tankern kann theoretisch jedes Exportterminal mit einem Importterminal verbunden werden, wodurch global gesehen eine hohe Konkurrenz zu Stande kommt.

Tabelle 2-1 fasst die Ergebnisse des Vergleichs der drei analysierten Modelle TIGER, COLUMBUS und WGM zusammen und liefert zudem eine Übersicht, wie die Nachfrageseite jeweils modelliert wird.

Tabelle 2-1: Vergleich der ausgewählten Modelle

	TIGER	COLUMBUS	World Gas Model (WGM)
Art	Dispatchmodell	Marktmodell	Marktmodell
Herkunft	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (ewi)	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (ewi)	DIW Berlin, University of Maryland
Geogr. Abdeckung	Europa	Weltweit	Weltweit
Anzahl Knoten	>500	Keine Angaben	65
Wettbewerb	Vollkommener Wettbewerb	Cournot-Nash-Oligopol (Exporteure)	Cournot-Nash-Oligopol (LNG Importeure, Händler)
Zeitschritt	Täglich	Monatlich	Täglich
Zielfunktion	Minimierung der Gesamtkosten	Maximierung der Gewinne der einzelnen Akteure	Maximierung der Gewinne der einzelnen Akteure
Nachfragemodellierung	Unterhalb eines Schwellenwerts unelastische Nachfrage, oberhalb Nachfragerückgang	Unelastische exogene Nachfrage	Aggregierte Nachfragefunktion der Sektoren

3 Empirische Analyse historischer Ereignisse

Ein weiterer wichtiger Punkt bei der Erstellung eines Modells ist die Kenntnis von verschiedenen Auswirkungen singulärer Ereignisse auf den Gasmarkt. Es kann durch diese Analyse einerseits ein umfassenderes Verständnis des Marktes aufgebaut werden und andererseits kann eine Bewertung erfolgen inwiefern ein Modell diese Ereignisse auch abbilden können muss, wenn die Eingangsdaten dementsprechend variiert werden.

3.1 Entkopplung der globalen Gaspreise

2011 konnte eine Entkopplung der europäischen und asiatischen Erdgaspreise festgestellt werden (vergleiche **Abbildung 3-1**). Als Ursache hierfür wird oftmals der Reaktorunfall von Fukushima gesehen. Eine der möglichen Ursachen für die Entkopplung der globalen

Gaspreise nach dem Reaktorunfall ist in der Abhängigkeit des asiatischen Markts von LNG zu sehen. Der Nachfrageanstieg als eine Folge des Anstiegs der Stromerzeugung aus Erdgas, hat zu einer stark steigenden Nachfrage nach LNG in Asien geführt. Japan ist ein bedeutender LNG Nachfrager, das Land nimmt rund ein Drittel des weltweit gehandelten LNG Volumens ab /ETV-02 12/. Diese Zunahme der Nachfrage hat zu einem Anstieg des LNG Preises geführt. Europa konnte hingegen den höheren LNG-Preis teilweise durch den vermehrten Import von Erdgas durch Pipelines ausgleichen. Im Gegensatz zu Europa ist es für Japan hingegen aufgrund der geografischen Lage nicht möglich Gas durch Pipelines zu beziehen, es ist also vollkommen von den globalen LNG Preisen abhängig. Europa ist durch die Flexibilität bei der Wahl der Bezugswege teilweise von der Entwicklung des (globalen) LNG-Preises entkoppelt.

In den USA war die Abhängigkeit von LNG Importen hingegen bereits zuvor durch die deutlich ausgeweitete Förderung von unkonventionellem Gas (Fracking) nur noch gering /RSER-01 13/. Der Shale Gas Boom hatte bereits im Jahr 2009 eine Entkopplung der amerikanischen Henry-Hub-Preise von den globalen LNG Preisen zu Folge, unter anderem deshalb, da aufgrund fehlender LNG-Export Terminals das niedrig-preisige US-Gas nicht exportiert werden konnte.



Abbildung 3-1: Entwicklung der globalen Gaspreise; Quelle: BP Statistical Review of World Energy June 2015

Die Abbildung dieses Sachverhalts wäre in einem Marktmodell mit der Berücksichtigung globaler Erzeuger und Verbraucherstrukturen denkbar. Durch die Belegung der Erzeugereinheiten mit deren Grenzkosten und unter Berücksichtigung der Gewinnmaximierung einzelner Marktakteure wäre es möglich, die Entkopplung der Preise am Weltmarkt abzubilden. Kritische Punkte sind hierbei jedoch die korrekte Abbildung der Grenzkosten der Schiefergaserzeugung in den USA und die richtigen Annahmen für die Verbrauchsentwicklung in Japan aufgrund des gesteigerten Erdgasverbrauchs in Kraftwerken. Diese Punkte müssten jeweils exogen untersucht und anschließend als Eingangsdaten in das Modell übergeben werden. In Sensibilitätsanalysen von

Marktmodellen, die ähnliche Grundannahmen zur Verbrauchsentwicklung in Japan oder der Entwicklung der Förderkosten von Shale Gas in den USA treffen, wäre es also denkbar die Tendenz dieser Entwicklung richtig zu prognostizieren. Dispatchmodelle scheinen in diesem Fall eher ungeeignet, da eine Preissteigerung nur durch höhere Förderkosten bei zusätzlicher Erzeugung entsteht.

3.2 Geringe Füllstände der deutschen Gasspeicher

Betrachtet man den Verlauf der Speicherfüllstände in **Abbildung 3-2**, fallen beim Vergleich einerseits die stark entleerten Speicher zum Ende des Winters 2012/13 und andererseits der geringe Füllstand zu Beginn des Winters 2015/16 auf.

Die außergewöhnlich leeren Speicher im März/April 2013 sind insbesondere auf die erhöhte Nachfrage in Großbritannien nach Erdgasimporten aus Kontinentaleuropa in diesem Zeitraum zurückzuführen. Das dort nachgefragte Gas wurde aus Deutschland über Belgien nach Großbritannien transportiert. Verglichen mit den Vorjahren ist im März deutlich mehr Erdgas von Deutschland nach Belgien geflossen. Im März 2013 betrug die durchschnittlich Auslastung der Grenzübergangspunkte 95%, die nach Belgien exportierte Gasmenge betrug 12,3 TWh, die maximale technisch verfügbare Kapazität über denselben Zeitraum beträgt 12,9 TWh. Die in diesem März aus Deutschland nach Belgien geflossene Gasmenge entspricht rund fünf Prozent der gesamten in Deutschland technisch verfügbaren Gasspeicherkapazität. Auch die Exporte von Belgien in das Vereinigte Königreich waren in diesem Zeitraum außergewöhnlich hoch, im März in Summe rund 18 TWh. Vergleiche hierzu /GIE-03 15/ und /EUST-04 15/.

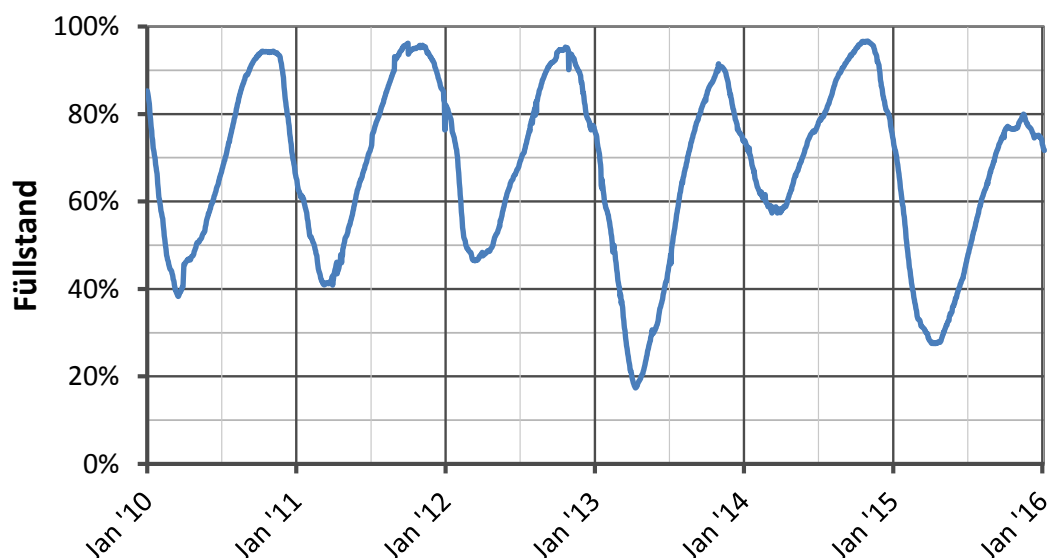


Abbildung 3-2: Füllstand der Erdgasspeicher in Deutschland, in % der technisch verfügbaren Kapazität;
Quelle: /GIE-03 15/ und /PRISM-01 15/

Eine Ursache für den geringen Füllstand der deutschen Erdgasspeicher im Herbst 2015 liegt in der sinkenden Profitabilität der Speichernutzung. Die Profitabilität hängt in erster Linie von dem Preisunterschied für Erdgas zwischen Sommer und Winter ab, da der Großteil der

Speicher im Sommerhalbjahr gefüllt wird und im Winterhalbjahr wieder entleert wird. Dieser Preisunterschied wird als Summer-Winter-Spread bezeichnet. Dieser ist beispielsweise am dänischen Gas-Hub TTF seit 2009 von 7 €/MWh auf unter 2 €/MWh gefallen /TIM-03 15/. Demgegenüber müssen die kurzfristigen Grenzkosten (short run marginal costs) der Speichernutzung gestellt werden. Die kurzfristigen Grenzkosten der Speichernutzung setzen sich, neben den Kosten für den Gaseinkauf, aus Ein- und Ausspeichergebühren sowie den Entry- und Exitentgelten für die Netznutzung zusammen und liegen bei etwa 1 €/MWh. Liegen diese Kosten über dem Summer-Winter-Spread, ist auch bei bereits gebuchten Speicherleistungen die Nutzung der selbigen ökonomisch nicht sinnvoll. Bislang gibt die Preisentwicklung an der EEX der Strategie die Speicher nur im geringeren Umfang zu nutzen Recht. Der Preis in der ersten Hälfte des Januars 2016 liegt mit rund 15 €/MWh deutlich unter dem im Sommer beobachteten Preis, dieser betrug rund 20 €/MWh. Der Summer-Winter-Spread, der durch die Sicherstellung der Versorgung in Zeiten hoher Gasnachfrage traditionell im Winter höhere Gaspreise erzeugt, wird durch den Preisverfall von Erdgas aufgrund des Ölpreisverfalls umgekehrt.

Die Aspekte, die im Kontext der Speicherfüllstände diskutiert werden sprechen jeweils unterschiedliche Fähigkeiten der zwei Modellierungsvarianten an. Es ist vorstellbar, dass der durch den starken Bezug in Großbritannien entstandene vermehrte Gasfluss von Deutschland über Belgien nach Großbritannien in einem Dispatchmodell abgebildet werden kann. Hierbei ist es wichtig, dass die Grundannahmen für den Bedarf in Großbritannien und Kontinentaleuropa richtig getroffen werden und die Gasflüsse aus den Erzeugerstaaten möglichst genau dargestellt werden. Dieses Ergebnis könnte jedoch ebenfalls höchstens in einer Sensibilitätsanalyse dargestellt werden, die von einem vermehrten Bedarf in Großbritannien ausgeht.

4 Fazit

Dispatchmodelle wie TIGER zeichnen sich insbesondere durch eine detaillierte Abbildung der Infrastruktur und eine hohe zeitliche Auflösung aus. Dies ermöglicht es, sowohl lokal begrenzte, als auch auf nur einen kurzen Zeitraum begrenzte Engpässe in der Transportinfrastruktur festzustellen. Es lassen sich damit unter anderem Fragen beantworten wie ob der Zubau weiterer Verbraucher in einem Punkt oder einer Region möglich ist ohne die Erdgastransportinfrastruktur zu überlasten.

Demgegenüber können Marktmodelle wie das World Gas Model und COLUMBUS mit einem Zeithorizont von mehreren Jahrzehnten und der Berücksichtigung unvollständiger Konkurrenz auf verschiedenen Stufen der Wertschöpfungskette beispielsweise Hinweise zur langfristigen Entwicklung der globalen Gaspreise, der Rolle der einzelnen Förderregionen und den Anteilen von Flüssigerdgas (LNG) am Verbrauch in einzelnen Weltregionen geben. Auch kann mit diesen Modellen über eine Variation der Eingangsparameter eine Einschätzung über den Einfluss von unvollkommenem Wettbewerb auf den Preis, verglichen mit vollständiger Konkurrenz, getroffen werden.

Die Analyse empirischer Daten der Vergangenheit zu Gasflüssen, Speicherfüllständen und Gaspreisen zeigt, dass die Modellierung erhebliche Herausforderungen birgt. Die Entkopplung der globalen Gaspreise hat zu einem deutlichen Anstieg des Erdgasangebots in den Vereinigten Staaten (Shale Gas Boom) wodurch sich der dortige Gaspreis von dem europäischen und asiatischen Preis entkoppelt hat. Ähnlich waren die Folgen von Fukushima. Die erhöhte asiatische Erdgasnachfrage hat die Preise auseinander driften lassen. Solche nicht- oder nur im begrenzten Maße vorhersehbaren Ereignisse sind in Modellen nicht oder nur schwierig abzubilden, was zu deutlichen Abweichungen zwischen der anhand von Modellen getroffenen Vorhersagen und der tatsächlich eintretenden Ergebnisse führen kann. Mit Hilfe der Modelle können in der Regel eher grundsätzliche Zusammenhänge aufgezeigt und fundamentale Aussagen getroffen werden.

Die Diskussion zu den Füllständen der deutschen Gasspeicher zeigt weitere Schwierigkeiten bei der Modellierung. Zum einen weist der Verlauf der Füllstandskurven über die betrachteten Jahre teilweise deutliche Unregelmäßigkeiten auf, die nicht alleine auf die unterschiedlich kalten Winter in Deutschland zurück zu führen sind. Die minimalen Füllstände der Jahre schwanken um bis zu 20 % von Jahr zu Jahr und auch die Dauer der Ein- und Ausspeicher-Perioden weisen erhebliche Unregelmäßigkeiten auf. Auch die minimalen Füllstände in dem betrachteten Zeitraum 2009 bis 2015 lagen lediglich einmal unter 20%, im Regelfall waren auch am Ende des Winters mindestens 40% der Kapazität in den Speichern. Der maximale Füllstand der deutschen Erdgasspeicher lag im Jahr 2015 bei nur rund 80 %. Diese Beobachtungen stehen beispielsweise mit der Vereinfachung im WGM, dass Speicher zu Beginn jedes Jahres komplett leer sind, im Widerspruch.

Die Wahl des Simulationsmodells ist stark von der gewünschten Aussage abhängig. Es erscheint beispielsweise schwierig, mit einem Dispatchmodell, das die Gasflüsse exakter abbilden kann, auch das Marktgeschehen verlässlich abzubilden. Genau hier ist die Herausforderung bei der Erstellung künftiger Modelle zu sehen. Ziel ist es daher in zukünftigen Arbeiten, ein Dispatchmodell zu erstellen, das auch das Marktgeschehen möglichst genau wiedergibt.