



Energiewirtschaftliches Institut
an der Universität zu Köln

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
Albertus-Magnus-Platz
50923 Köln

EWI Working Paper, Nr. 1/2003*

**Angebotsoptionen für den europäischen Erdgasmarkt:
Ausgewählte Ergebnisse des Modells EUGAS bis 2025**

von

Andreas Seeliger

Januar 2003

*Dieses Arbeitspapier ist die überarbeitete Fassung eines Vortrages, welcher am 13. Februar 2003 auf der 3. Int. Energiewirtschaftstagung (IEWT 2003) an der TU Wien gehalten wurde.

Die Originalfassung ist im Tagungsband der Veranstaltung enthalten.

Für den Inhalt der EWI-Working Papers sind die jeweiligen Autorinnen und Autoren verantwortlich, nicht notwendigerweise das Institut.

**Angebotsoptionen für den europäischen Erdgasmarkt:
Ausgewählte Ergebnisse des Modells EUGAS bis 2025**

von

Andreas Seeliger

ISSN 1862-3808

Adresse:

Energiewirtschaftliches Institut
an der Universität zu Köln (EWI)
Albertus-Magnus-Platz
50923 Köln

Tel. +49 /221/170 918-14

Fax. +49 /221/ 44 65 37

Email: seeliger@wiso.uni-koeln.de

1 Problemstellung und Übersicht

Der Erdgasverbrauch in Europa wird den meisten Prognosen zufolge in den kommenden Jahren weiterhin zunehmen. Da die heimischen Förderungen der meisten europäischen Staaten sich im Abschwung befinden und viele traditionelle Lieferanten bereits ihren Zenit erreicht haben, muss zwangsläufig auf neue Angebotsländer ausgewichen werden. Europas günstige geographische Lage erlaubt ein Zurückgreifen auf zahlreiche Anbieter aus Afrika, Südamerika und dem Mittleren Osten.

Das im Folgenden vorgestellte Simulationsmodell EUGAS dient der quantitativen Analyse der langfristigen europäischen Erdgasversorgung. Dabei sollen unter Berücksichtigung von Kosten- und Versorgungssicherheitsaspekten geeignete Lieferkanäle aufgezeigt und Aussagen über die Herkunft des künftigen Erdgasangebots gemacht werden.

In Kapitel 2 wird zunächst die Struktur des Modells erläutert, die beiden darauf folgenden Abschnitte präsentieren ausgewählte Ergebnisse. Kapitel 3 dient dabei als Referenzlauf und Kapitel 4 stellt ein Szenario mit Lieferschwierigkeiten des wichtigsten Förderers Russland dar, das mit den Referenzergebnissen verglichen wird. Die Arbeit endet mit einem Fazit.

2 Modellbeschreibung

EUGAS (European Gas Supply Model), ein am Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln entwickeltes Modell, dient als Analyseinstrument für die Erdgasangebotsseite. Mit dessen Hilfe sollen aufbauend auf einer systematischen Erfassung der wichtigsten Einflussfaktoren Aussagen über die zukünftige Entwicklung (bis 2030) des europäischen Erdgasmarktes gemacht werden. Das Programm ist dabei als langfristiges, dynamisches und interregionales Optimierungsmodell konzipiert, das im Wesentlichen auf einer linearen Zielfunktion mit einer Vielzahl von Nebenbedingungen aufbaut und als Wettbewerbsmodell generiert ist. Für bestimmte Fragestellungen besteht auch die Möglichkeit, das Modell als gemischt-ganzzahlige Optimierung laufen zu lassen. Dies kann unter anderem bei der Realisation großer Pipelineprojekte von Vorteil sein, da diese in der Realität nicht in Zwischengrößen gebaut werden, sondern entweder mit der größten technisch möglichen Kapazität oder gar nicht (z.B. Pipeline aus der Barentssee oder Trans-Sahara-Verbindung von Nigeria nach Algerien).

Den Kern der Modellierung stellt ein Netz aus Förderregionen und Nachfragepunkten dar, wobei der Bedarf der letzteren gemäß der vorgegebenen Zielfunktion kostenminimierend gedeckt werden soll. EUGAS umfasst sowohl die Optimierung der Produktion sowie des Transports. Insgesamt besteht die Modellstruktur aus 82 Knotenpunkten, aufgeteilt auf 20 LNG-Häfen, 33 Verbrauchs- und 29 Produktionspunkte (Abbildung 1).

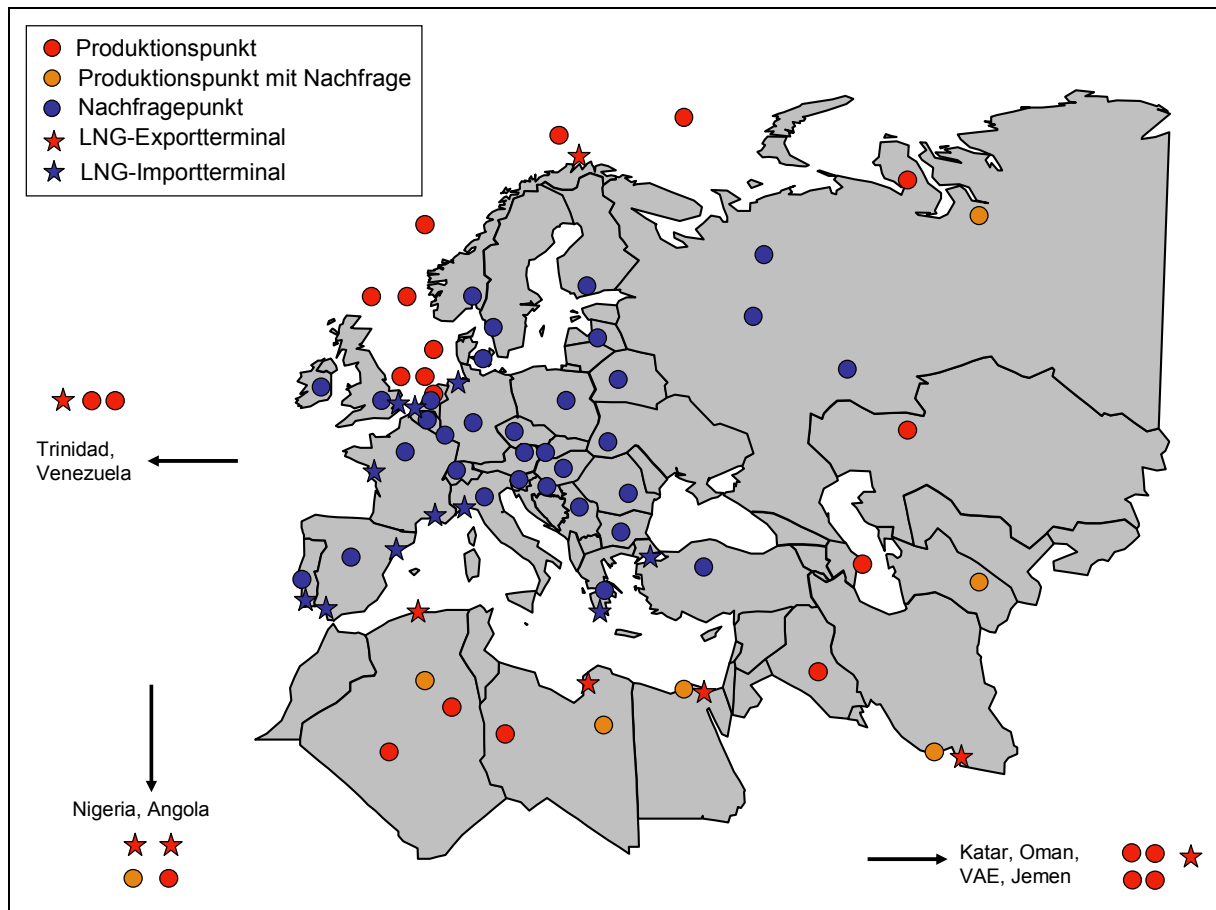


Abb. 1: Knotenpunktsystem von EUGAS

Nachfrageseitig gehen in das Modell die Erdgasverbräuche aller europäischen Staaten sowie die der großen Hauptförderer in Afrika und der kaspischen Region ein. In der Regel verfügt jedes Land über einen zentralen Verbrauchsknotenpunkt, lediglich in Russland wird die Nachfrage auf drei Gebiete aufgeteilt, um der Weitläufigkeit des Landes gerecht zu werden. Um die Rechenzeit zu reduzieren, wurden die drei baltischen Staaten ebenso wie Bosnien-Herzegowina, Serbien-Montenegro, Mazedonien und Albanien zu einem Knoten zusammengefasst. Der moldawische Verbrauch wurde zur Ukraine hinzugezählt. Die Nachfrage an den einzelnen Punkten wird auf drei verschiedene Lastperioden

aufgeteilt, im Einzelnen sind dies Sommer, Winter und eine zweigeteilte Übergangszeit. Zur Glättung dieser Lastkurvenschwankungen wurden die vorhandenen Speicherkapazitäten sowie bereits bekannte Ausbauprojekte in die Eingangsdaten mit aufgenommen. Optional können für einzelne Staaten Bezugsdiversifizierungsstrategien oder langfristige Lieferverträge festgelegt werden.

Während die Produktion bei den Nachfrageländern exogen vorgegeben und von der heimischen Nachfrage abgezogen wird, optimiert das Modell diese für die wichtigsten Angebotsstaaten. Hier werden die Reservenbasis, die noch zu entdeckenden Ressourcen, bereits bestehende Produktionskapazitäten sowie unterschiedliche Kostenparameter für die jeweiligen Förderregionen vorgegeben. Hauptangebotsstaaten mit mehreren Förderregionen sind Algerien, Norwegen, Russland (je drei Regionen), Großbritannien, Libyen und die Niederlande (je zwei). Ebenfalls Hauptproduzenten, jedoch nur mit einer Förderregion, sind Ägypten, Dänemark, Iran, Nigeria und Turkmenistan, sowie eine aus Katar, Oman, Jemen und den Vereinigten Arabischen Emiraten bestehende Region Mittlerer Osten. Zusätzlich zu den genannten Staaten sind auch eine Reihe für Europa derzeit weniger bedeutende Nebenproduktionsländer integriert, bei denen jedoch die Modellierung nicht so detailliert erfolgt. Diese Vereinfachung reduziert einerseits Rechenaufwand und –zeit, andererseits ist dies auch inhaltlich zu rechtfertigen, da die zu erwartenden Exporte eher gering einzuschätzen sind oder große Mengen dieser Produktion für Märkte bestimmt sind, die außerhalb der Modellabdeckung durch EUGAS liegen. Nebenförderländer sind Angola, Aserbaidschan, Irak, Kasachstan, Trinidad & Tobago und Venezuela.

Neben Nachfrage und Angebot geht als Verknüpfung der beiden die Transportinfrastruktur in das Modell ein, bestehend aus LNG-Terminals und Pipelineverbindungen zwischen einzelnen Knotenpunkten. Vorgegeben werden bereits bestehende Kapazitäten und geplante aber noch nicht realisierte Verbindungen. Die Auswahl der implementierten Optionen orientiert sich im Wesentlichen an aktuell diskutierten Projekten sowie weiteren denkbaren Routen. Der Ausbau bestehender Leitungen kann entweder durch erhöhte Kompression oder durch das Verlegen neuer Rohre geschehen. Analog zur Förderseite werden auch im Transportbereich Rahmendaten und Kostenparameter vorgegeben. Ebenfalls Berücksichtigung finden Transitentgelte, beispielsweise beim Transport russischer Gasmengen durch die Ukraine oder beim Passieren des Suez-Kanals durch LNG-Tanker. Abbildung 2 gibt die Struktur des Transportnetzes wider (ohne LNG-

Importpunkte und weiter entfernt gelegene Regionen wie Angola oder die karibischen Staaten).

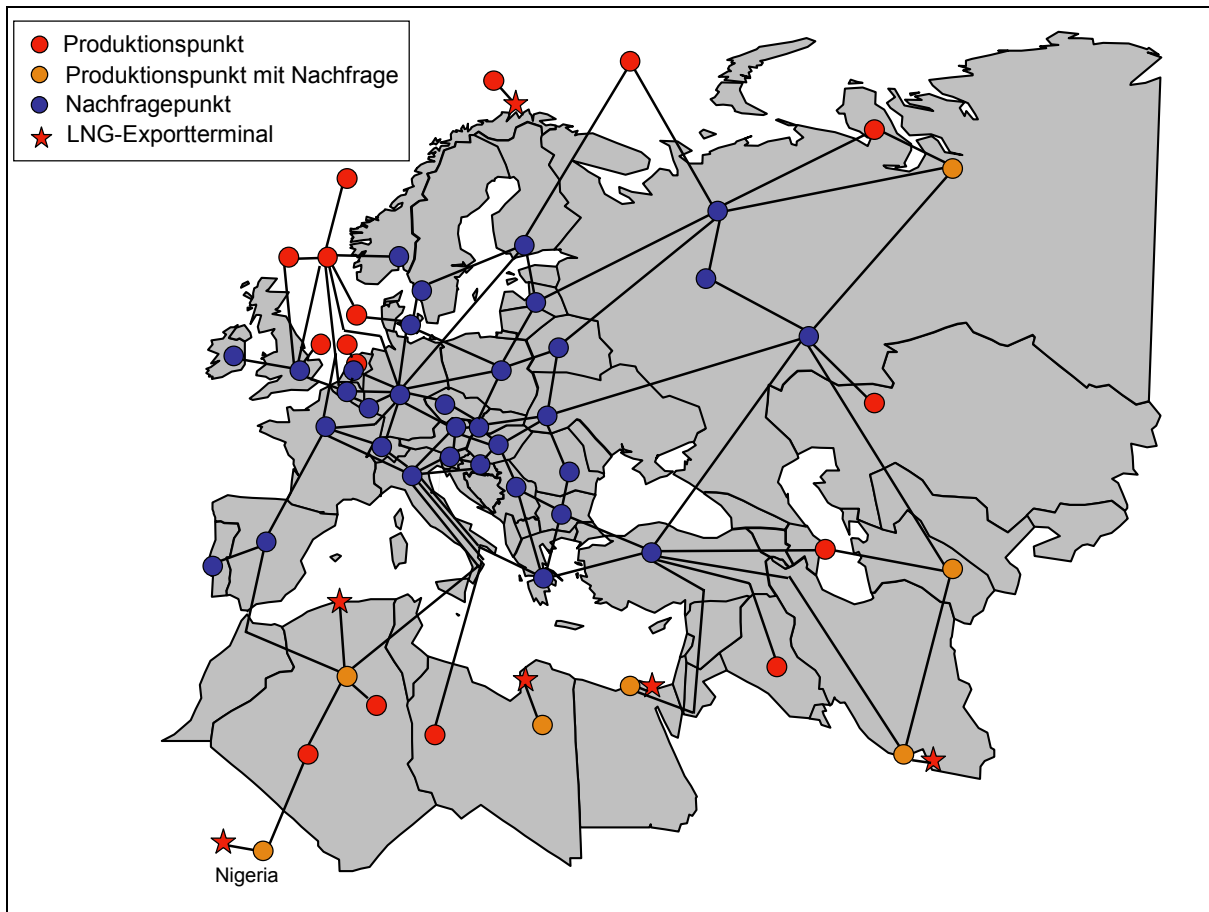


Abb. 2: Transportsystem von EUGAS

Die Ausgabe der errechneten Daten erfolgt in Fünfjahresschritten von 2000 bis 2060. Aufgrund des so genannten end-effects, der bedingt ist durch die lange Lebensdauer der Investitionen, sind die Werte ab 2030 zwar nötig für eine saubere Berechnung, allerdings sind sie nur bedingt belastbar. Die generierten Werte repräsentieren jeweils ein typisches Jahr aus der Fünfjahresperiode. So steht bspw. 2005 für die Jahre 2005 bis 2009 und 2010 bildet die Jahre bis 2014 ab.

Sowohl im Produktions- als auch im Transportbereich werden Kapazitäten innerhalb der Optimierung hinzugefügt oder wieder rückgebaut. Im Wesentlichen sind dies Produktionsanlagen, Pipelines, Interconnector-Pipelines, Kompressoren und LNG-Terminals. Neben Kapazitäten errechnet das Modell auch die zugehörigen produzierten bzw. transportierten Mengen. Die Ausgabe der Produktionszahlen erfolgt nach Jahr, Land,

Region, Kostenniveau und Lastperiode. Darüber hinaus sind Informationen über nicht genutzte Kapazitäten und die verbleibenden Reserven abrufbar. Transportflüsse zwischen den jeweiligen Knotenpunkten sind in Jahres- und Saisonwerten auswertbar, was zusammen mit den Kapazitätsangaben zu Informationen über die Auslastungsgrade führt.

Aufgrund der eingehenden Investitions- und Betriebskostenangaben für Produktions- und Transporteinrichtungen, ist das Modell in der Lage, Angebotskosten von der Quelle bis zum Punkt der endgültigen Nachfrage zu generieren. Bereits bestehende Pipelines gehen nur mit Teilkosten, neu gebaute Routen hingegen mit Vollkosten ein.

Abbildung 3 gibt einen abschließenden Überblick über alle relevanten Inputs und Outputs von EUGAS.

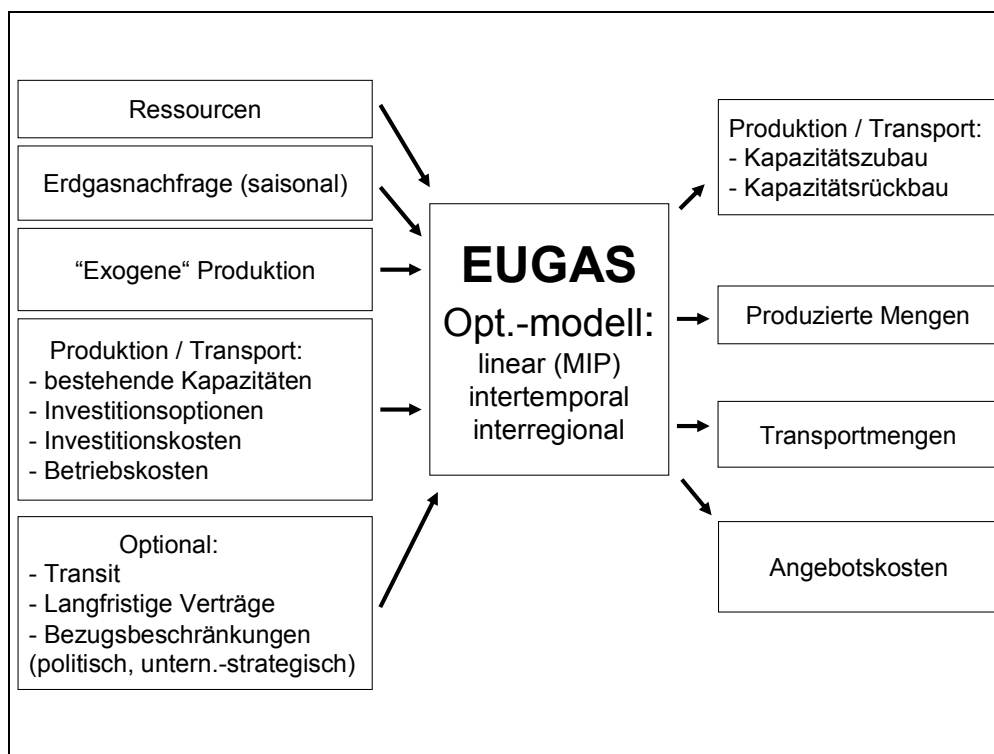


Abb. 3: Inputs und Outputs von EUGAS

3 Ausgewählte Modellergebnisse 1: Referenzszenario

Mit Hilfe des eben beschriebenen Ansatzes soll versucht werden, Aussagen über die zukünftige Entwicklung der europäischen Gasversorgung zu machen. Im folgenden Referenzszenario sollen dem Modell so viele Freiräume wie möglich gewährt werden, um ein Ergebnis zu erhalten, dass unter reinen Kostenminimierungsgesichtspunkten zustande kommen würde. Dies heißt, dass weder politische oder unternehmensstrategische

Bezugsbeschränkungen noch bekannte langfristige Lieferverträge integriert werden. Beide Optionen sind grundsätzlich möglich, würden aber den Referenzcharakter zu sehr einschränken, da so zumindest die nächsten 10 bis 15 Jahre vorgegeben wären und somit durch Infrastrukturentscheidungen auch die folgenden Perioden maßgeblich beeinflusst würden.

In dieser nach reinen Kostenminimierungsaspekten durchgeführten Simulation ergeben sich für den gesamten abgedeckten Zeitraum keine Lieferengpässe, weder für das Gesamtsystem noch für einzelne Modellregionen. Tabelle 1 zeigt die Entwicklung der Nettoexporte der für Europa relevanten Gasproduzenten. Die Nettoexporte ergeben sich aus der Produktion abzüglich der heimischen Nachfrage und exogen vorgegebener Exporte in Regionen außerhalb der Modellabdeckung, bspw. algerisches Gas nach Tunesien oder ägyptische Liefermengen nach Jordanien und Syrien.

(in Mrd. m ³ /a)	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Ägypten	0	0	11	26	36	36
Algerien	72	84	106	115	120	118
Dänemark	4	4	4	2	-1	-5
Großbritannien	22	-1	-32	-64	-74	-82
Iran	0	10	10	10	58	85
Libyen	4	12	31	44	42	40
Mittlerer Osten	5	11	10	9	8	16
Niederlande	37	23	24	14	-4	-12
Nigeria	8	2	14	21	30	30
Norwegen	41	78	113	142	158	116
Russland	147	158	167	201	198	243
Turkmenistan	20	50	47	50	58	61
Sonstige	0	3	10	25	33	45

Tab. 1: Nettogasexporte der Produzentenländer (Referenzszenario)

Wie angesichts der Reservenlage zu vermuten, wandeln sich alle drei EU-Mitgliedsstaaten von Nettoexporteuren zu Nettoimporteuren. Am drastischsten ist diese Entwicklung in Großbritannien, wobei sich dies angesichts der sehr marktnahen Ressourcenentwicklung britischer Förderunternehmen durchaus noch entschärfen kann, wenn auch in der Grundtendenz unverändert bleiben wird. Die Niederlande und Dänemark fallen ab 2020 als Versorger aus und benötigen selbst Gasmengen aus dem Ausland.

Das der EU nahe stehende Norwegen kann seine Fördermengen im größeren Umfang

steigern, allerdings reichen die zusätzlich produzierten Volumen lediglich aus, die wegfallenden Exporte aus den drei EU-Staaten aufzufangen. Darüber hinaus erreicht das Land spätestens 2020 seinen Zenit und muss zudem auf immer ungünstiger gelegene, vor allem in der noch nicht entwickelten Barentssee, zurückgreifen. Nicht nur die Förderkosten liegen in dieser Region teilweise deutlich höher als in der Nordsee, zusätzlich erfolgen die Exporte auch über LNG-Tanker und nicht über Pipelines, was in diesem Fall ebenfalls mit höheren Kosten verbunden ist.

Mit Algerien kann ein weiterer traditioneller Hauptversorger seine Exporte noch stark steigern, allerdings erreicht auch das nordafrikanische Land ähnlich wie Norwegen um 2020 seinen Zenit. Algerien kann ebenfalls auf weitere bisher wenig oder gar nicht entwickelte Quellen ausweichen, wie die Gasfelder der In Salah-Region in der Sahara. Der Exportanstieg erfordert hohe Investitionen in die Infrastruktur, da nicht nur neue Felder erschlossen werden müssen, sondern auch zusätzliche Pipelines nach Südeuropa zu errichten sind. Der Kostenanstieg für algerisches Gas hält sich jedoch im Vergleich zu Norwegen in Grenzen.

Auch die anderen afrikanischen Hauptföndernationen können ihre Liefermengen deutlich steigern. Libyen gelingt es, größere Mengen über die neu gebaute Green-Stream-Pipeline nach Italien und von dort in andere europäische Staaten zu exportieren. Ägypten erreicht durch eine Verlängerung der Jordanien-Pipeline die Türkei, ein Großteil der Exporte erfolgt jedoch über die LNG-Projekte im Nildelta. Nigeria versorgt seine Importnationen ausschließlich über LNG, da die Trans-Sahara-Pipeline innerhalb des Prognosezeitraums deutlich zu hohe Kosten aufweist und zusätzlich Transitentgelte an Algerien zu entrichten wären.

Nach wie vor wichtigster Versorger Europas bleibt Russland, das seine Exporte nach anfänglich nur geringen Zuwächsen insgesamt stark erhöhen kann. Die verzögerte Entwicklung lässt sich damit erklären, dass die sich langsam im Abschwung befindlichen westsibirischen Felder durch neu zu entwickelnde Quellen ersetzt werden müssen, die erst ab 2015 (Yamal) bzw. ab 2025 (Barentssee) größere Mengen liefern können. Beide Regionen benötigen eine komplett neue Pipelineinfrastruktur, die aufgrund der schwierigen klimatischen Lage mit enormen Kosten verbunden ist. In Folge dessen steigen die russischen Angebotskosten merklich. Die durch den Produktionsabschwung in Westsibirien schrittweise freiwerdenden Kapazitäten der Wolga-Ural/Ukraine-Pipelineroute können zum Teil von Turkmenistan und Kasachstan genutzt werden, um eigene

Exportmengen nach Westen zu befördern. Allerdings sind diese Optionen mit zusätzlichen Transitentgelten verbunden.

Den größten Zuwachs in der Förderung kann jedoch der Iran verzeichnen, der im Jahre 2000 noch nicht zum Kreis der Exportnationen gehört, bis 2025 aber den Modellergebnissen zufolge in die Riege der größten Lieferanten vorgedrungen ist. Da Algerien und Norwegen zu diesem Zeitpunkt bereits nur noch sinkende Mengen bereitstellen können, bleibt zu erwarten, dass der Golfstaat zukünftig zweitwichtigster Versorger für Europa werden wird. Neben LNG dient vor allem die Türkei als Hauptlieferkanal. Von dort aus sind zwei Pipelinerouten am wahrscheinlichsten: durch Griechenland nach Süditalien und durch Bulgarien über verschiedene Balkanstaaten nach Zentral- und Westeuropa. Das Modell realisiert in diesem Modelllauf die letzte Variante, die sich derzeit auch in der aktuellen Diskussion befindet. Aufgrund der sehr hohen Reserven und der günstigen Feldgröße sowie der Nutzung (teils in umgekehrter Flussrichtung) bereits bestehender Pipelines sind die Angebotskosten von Iran-Gas nicht nur für Südost- sondern auch für Westeuropa häufig niedriger als russische oder norwegische Lieferungen. Die ausgebauten Pipelinerouten können auch von anderen Anbietern aus der Region mitgenutzt werden, vor allem Turkmenistan, aber auch den Nebenförderern Aserbaidschan und Irak.

Ebenfalls zunehmende aber insgesamt noch recht geringe Mengen erreichen Europa via LNG aus dem Mittleren Osten sowie den Nebenförderern Trinidad und Venezuela. Insgesamt ist eine zunehmende Bedeutung von LNG zu verzeichnen, was sich im verstärkten Ausbau der Import-Terminals zeigt (Tabelle 2).

(in Mrd. m ³ /a)	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Belgien	7	7	7	10	16	16
Deutschland	0	0	0	0	1	9
Frankreich	19	20	24	33	39	40
Griechenland	4	4	4	4	4	4
Großbritannien	0	0	8	16	24	24
Italien	4	4	4	4	5	13
Portugal	0	3	3	3	3	3
Spanien	14	11	11	11	16	18
Türkei	6	3	3	3	1	0

Tab. 2: Entwicklung der LNG-Import-Kapazitäten

4 Ausgewählte Modellergebnisse 2: Variante mit russischen Lieferschwierigkeiten

Wie im Referenzszenario gezeigt, stützt sich die europäische Gasversorgung nicht nur heute sondern auch zukünftig sehr stark auf russische Exporte. Die neu zu entwickelnden Felder und die Transportinfrastrukturerweiterungen erfordern jedoch hohe Investitionen, die Russland und die Gazprom alleine vermutlich nicht finanzieren können. Sollten aus verschiedenen Gründen ausländische Investoren fern bleiben, könnte es zu ernsthaften Verzögerungen kommen. Weitere Probleme könnten technischer Art sein (bspw. bei der Offshore-Förderung im Eismeer) oder politisch-strategischen Charakter haben wie Transitschwierigkeiten in der Ukraine oder Weißrussland. Auch darf die Gefahr eines Abflusses größerer Gasmengen aus Westsibirien in Richtung asiatischer Märkte nicht ganz vernachlässigt werden, da dies die Mengenverknappung noch zusätzlich erhöhen würde.

Im folgenden Szenario wird angenommen, dass es zu massiven Verzögerungen bei der Erschließung der Vorkommen auf der Yamal-Halbinsel gibt. Modelltechnisch lässt sich dies so implementieren, dass der frühestmögliche Termin der Produktionsaufnahme um 10 Jahre auf 2015 verschoben wird und die Förderung in den folgenden Jahren begrenzt bleibt. Für die russische Barentssee werden ähnliche Vorgaben eingebaut, damit der Wegfall der Yamal-Produktion nicht dort aufgefangen werden kann, sondern nur durch die bereits entwickelten Gebiete Westsibiriens. Zusätzliche Exporte nach Asien erfolgen nicht.

Tabelle 3 gibt einen Überblick über die Nettoexporte in dieser Variantenrechnung.

(in Mrd.m ³ /a)	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Ägypten	0	0	17	30	37	37
Algerien	72	84	108	117	121	119
Dänemark	4	4	4	1	-1	-5
Großbritannien	22	-3	-28	-65	-77	-81
Iran	0	10	10	17	96	142
Libyen	4	12	31	46	45	43
Mittlerer Osten	5	11	10	9	15	23
Niederlande	37	23	27	14	-5	-12
Nigeria	8	4	14	23	30	30
Norwegen	41	86	114	145	155	116
Russland	147	149	145	174	157	175
Turkmenistan	20	50	47	55	57	57
Sonstige	0	3	15	25	34	48

Tab. 3: Nettogasexporte der Produzentenländer (Variantenlauf)

Wie zu erwarten war, sind die westsibirischen Felder nicht in der Lage, die Produktion nennenswert zu steigern. In Folge dessen bleibt Russland zwar größter Lieferant, verliert aber Anteile an andere Anbieter, so vor allem an den Iran. Bis zum endgültigen Marktdurchbruch des Golfstaats können die ausbleibenden Yamal- und Barentsseemengen anteilig von verschiedenen Förderländern ausgeglichen werden. Über den gesamten Zeitraum 2000 bis 2025 verteilen sich die zusätzlichen Exporte auf die einzelnen Förderländer wie in Abbildung 4 dargestellt.

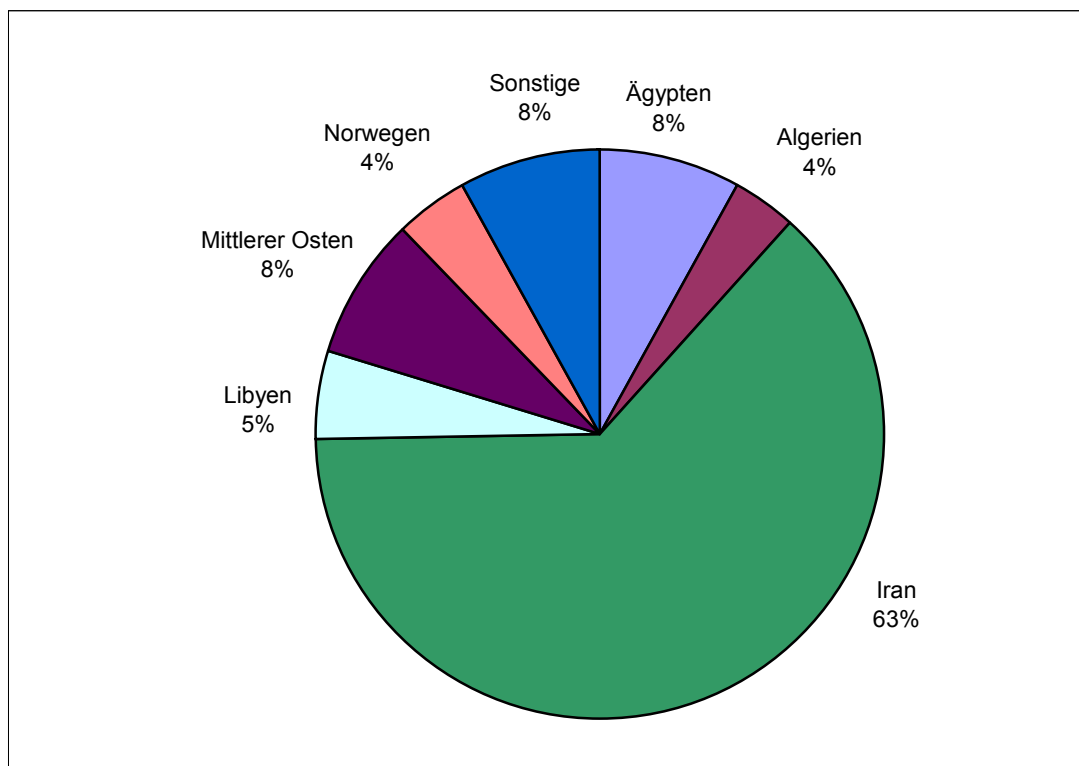


Abb. 4: Ersatz ausbleibender russischer Exporte nach Förderländern

Vor 2020 ist der Iran nicht in der Lage größere Mengen der russischen Minderförderung aufzufangen. Dies ist in der bisher kaum geschehenen Entwicklung der weltweit zweitgrößten Reserven des Supergigantenfelds South Pars und der nur sehr geringen Infrastrukturanbindung an Europa begründet. Eine weitere Ursache ist, dass bis 2015 günstiger gelegene und größtenteils angebundene Vorkommen vorhanden sind, bspw. in Norwegen oder Algerien. Nach der Verknüpfung der iranischen Quellen mit dem europäischen Netz über mehrere Pipelines in die Türkei erfolgt der Transport in diesem Szenario über die beiden oben angesprochenen denkbaren Routen. Zusätzlich zu den

Strecken über Griechenland/Südtalien und über Bulgarien/Balkan exportiert Iran auch in dieser Modellvariante LNG nach Europa. Der Ausbau des Terminals am Standort Assaluyeh hält sich aber bis 2020 mit rund 8 Mrd. m³/a Kapazität in Grenzen.

Abbildung 5 zeigt die Entwicklung der beiden wichtigsten Erdgasnationen Russland und Iran in beiden Modellvarianten.

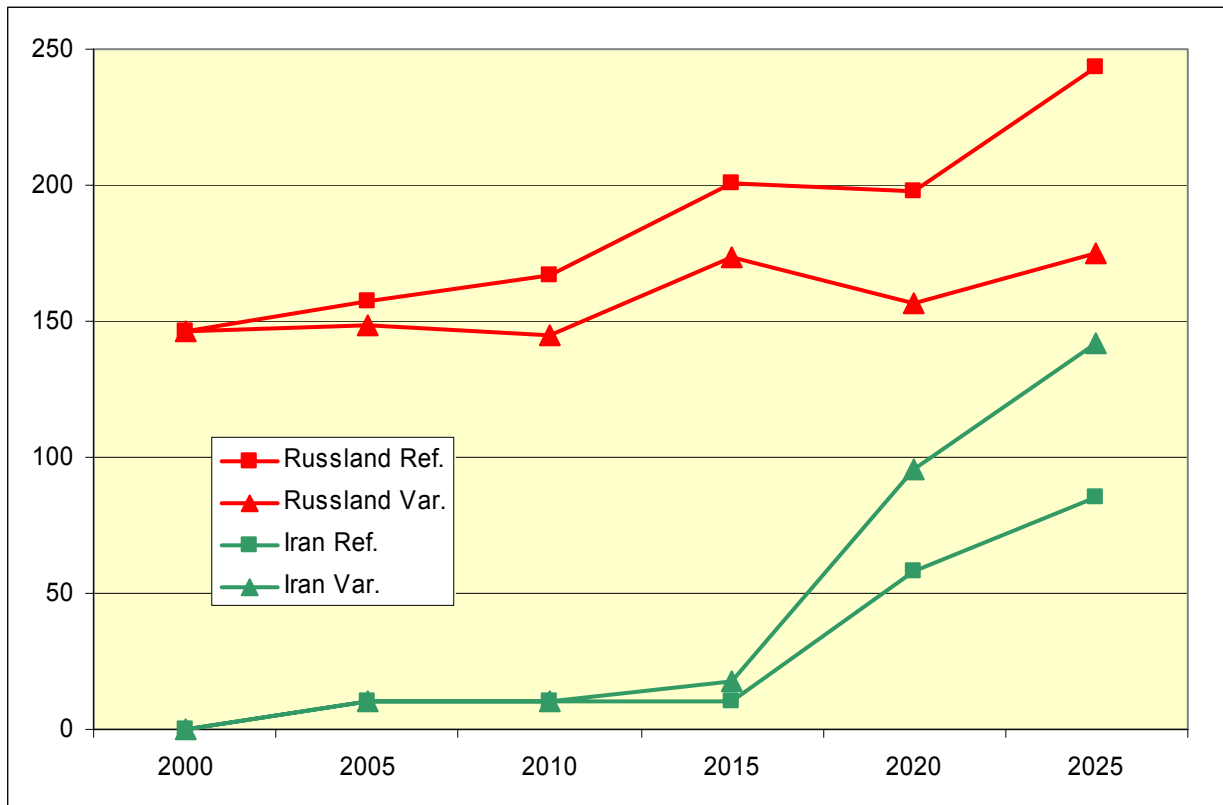


Abb. 5: Vergleich der Nettoexporte Russlands und des Iran (Referenz/Variante, in Mrd. m³/a)

Das Verschieben des Erdgasbezugs von der russischen Barentssee und der Yamal-Halbinsel zu erhöhten Volumen aus der Golfregion geht für die meisten betroffenen Staaten nur mit geringen Erhöhungen der Grenzübergangskosten einher. Vereinzelt Länder können von dieser veränderten Gesamtsituation sogar profitieren, was jedoch stark von der geographischen Lage abhängig ist.

5 Fazit

Die vorgestellten Modellergebnisse führen zu der Aussage, dass aufgrund heute vorliegender Reserven- und Kostenschätzungen für den gesamten Simulationszeitraum bis 2025 keine Erdgasengpässe für Europa zu erwarten sind. Auch schwerwiegende Einschränkungen in der Exportfähigkeit Russlands, des mit Abstand größten Reservenhalters, können durch das Gesamtsystem aufgefangen werden und sind auf den Gesamtmarkt bezogen nur mit moderaten Kostenanstiegen verbunden. An die Grenzen würde die langfristige Versorgungssicherheit jedoch bei einem gleichzeitigen Ausfall mehrerer wichtiger Förderer wie Russland, Algerien oder später Iran stoßen. Unter solchen Bedingungen sind die angestrebten hohen Wachstumsraten im Erdgasverbrauch kaum realisierbar.

Allerdings erfordert die nötige hohe Flexibilität der gesamteuropäischen Gaswirtschaft hohe Investitionen in die Infrastruktur. Zahlreiche neue Verbindungen sind nötig, um bisher isolierte und fast ausschließlich von einem Lieferanten abhängige Staaten in das System zu integrieren. Neben der Vernetzung durch neue Pipelines, sind auch LNG-Terminals und erweiterte Speichermöglichkeiten vonnöten. Auch schafft die Errichtung weiterer Interconnectoren mit wechselbarer Flussrichtung weitere wichtige Reaktionsmöglichkeiten für kurzfristige Krisensituationen oder langfristige strategische Neuausrichtungen.

Da sich der Schwerpunkt der Liefermengen immer weiter auf außereuropäische Staaten verlagert, sind neben Infrastrukturerweiterungen auch politische Initiativen gefordert. Die entsprechenden Länder sollten stärker in den in Europa stattfindenden Dialog um die Zukunft der Versorgungssicherheit eingebunden werden. Ansonsten könnten z.B. politische Verstimmungen dazu führen, dass die dringend benötigten Investitionen ausbleiben oder Gasmengen in andere Erdteile exportiert werden könnten, die somit für Europa nicht mehr zur Verfügung stehen würden. Auch sollte die Gefahr einer Kartellbildung der wichtigen Gasversorger nach dem Vorbild der OPEC nicht außer Acht gelassen werden.

Die Prognosen bezüglich der Mengenentwicklung der Gasproduktion und der Auslastung der Transportwege stellen nur eine Anwendungsmöglichkeit des Modells EUGAS dar. Die ausgegebenen Angebotskosten ermöglichen auch Aussagen bezüglich der zukünftigen Preisentwicklung. Eine Übertragung der Kostenveränderungen auf die Preise ist jedoch nur unter bestimmten Annahmen möglich. Zum einen müsste sich die Praxis der

Gaspreisbildung von der Erdölbindung lösen, zum anderen unterstellt das Modell einen vollständigen Wettbewerbsmarkt. Beides ist zur Zeit im europäischen Erdgasmarkt nicht zu beobachten, jedoch zeichnet sich in beide Bereichen ein gewisser Trend in die angesprochenen Richtungen ab. Allerdings eignen sich auch unter Berücksichtigung dieser Einschränkungen die ausgegebenen Kosten zur Preisanalyse, da sie Anhaltspunkte über die Entwicklung der zukünftigen Preisuntergrenzen geben, weil abgesehen von kurzen Zeiträumen kein Anbieter bereit sein wird, unter seinen langfristig Grenzkosten Gas zu verkaufen.

6 Literatur

- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 1998, Hannover 1999
- Cedigaz: World LNG outlook 99, Paris 1999
- Cedigaz: Natural gas in the world, Paris 2000
- European Commission: Energy in Europe – European Union energy outlook to 2020, Brüssel 1999
- IEA: The IEA natural gas security study, Paris 1995
- IEA: Natural gas information, Paris 2002
- IEA: World energy outlook 2002, Paris 2002
- Madden, M. / White, N.: Liberalising gas markets in Europe, London 2001
- Perner, Jens: Die langfristige Erdgasversorgung Europas, Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts Band 60, München 2002
- Perner, Jens / von Weizsäcker, C.C.: An integrated simulation model for European electricity and natural gas supply, in: Electrical Engineering, Band 83 (2001), Heft 5/6, S. 265-270
- Shell: Energy needs, choices and possibilities, London 2001
- TU Wien: Die Zukunft der Energiewirtschaft im liberalisierten Markt, Tagungsband der IEWT 2003 (Kurzfassungsband und CD-Rom), Wien 2003