

Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik

Modellierung der langfristigen Entwicklung des globalen
Erdgasmarktes unter besonderer Berücksichtigung der
Erdgasressourcen und des Erdgastransportes

Jörg Alexander Düweke

Vollständiger Abdruck der von der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik
der Technischen Universität München zur Erlangung des akademischen Grades eines
Doktor-Ingenieurs
genehmigten Dissertation.

Vorsitzender: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Rolf Witzmann

Prüfer der Dissertation:

1. Univ.-Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner
2. Univ.-Prof. Dr.-Ing. Alfred Voß, Universität Stuttgart

Die Dissertation wurde am 31.10.2006 bei der Technischen Universität München
eingereicht und durch die Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik am
28.03.2007 angenommen.

Kurzfassung

In der vorliegenden Arbeit wurde der globale Erdgasmarkt unter besonderer Berücksichtigung der Erdgastransporte und Erdgasressourcen modelliert. Als Kernstück wurde dabei ein Erdgasangebotsmodell als lineares Optimierungsmodell entwickelt, das mit einer hohen räumlichen Auflösung die Gesamtkosten der Erdgasförderung und des Erdgastransportes zum Verbraucher optimiert. Um einen elastischen Erdgasverbrauch und Substitutionsmöglichkeiten für den Energieträger Erdgas zu erhalten, ist dieses Modell mit einem allgemeinen Energiemodell gekoppelt worden. Mit der geschaffenen Modellumgebung wurde unter anderem gezeigt, dass sich weltweit zwei Erdgasmärkte heraus kristallisieren werden und der globale Erdgastransport stark zunehmen wird. Als entscheidende Schlüsselgrößen für die Entwicklung des weltweiten Erdgasmarktes wurden die LNG Technologien und die Technologien für die Förderung von nicht-konventionellen Erdgasressourcen identifiziert.

Abstract

This dissertation models the global natural gas market with a special focus on gas transports and gas resources. The core of this piece of work is the newly developed natural gas supply model. It is a linear optimization model that optimizes the total costs of gas production and gas transportation by using a high spatial resolution. In order to get an elastic natural gas demand and to have the possibility to substitute natural gas as the primary energy carrier, this supply model is combined with a general energy model. Thanks to the model framework, it could be shown that two natural gas markets will emerge throughout the world. Moreover, the natural gas transport will increase a lot. The development of technologies for the LNG transport and for the production of non-conventional gas resources has been identified as the key factor for the future global natural gas market.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	1
Abkürzungsverzeichnis	2
Abbildungsverzeichnis	4
Tabellenverzeichnis.....	6
Einführung und Ziel der Arbeit	7
Kapitel 1 Energieträger Erdgas	11
1.1 Globale Erdgasressourcen	11
1.1.1 Ressourcenbegriff.....	12
1.1.2 Konventionelles Erdgas.....	13
1.1.3 Nicht-konventionelles Erdgas	20
1.2 Globaler Erdgasmarkt	23
Kapitel 2 Grundlagen der energietechnischen Modellierung.....	25
2.1 Energieplanung.....	25
2.2 Energiemodelle.....	27
2.2.1 Lineare Optimierungsmodelle.....	27
2.2.2 Integrated Assessment Models.....	29
2.2.3 Allgemeine Gleichgewichtsmodelle	29
2.2.4 Spieltheoretische Modelle	30
2.3 Aktuelle Erdgasmodelle	31
2.3.1 EUGAS Modell	31
2.3.2 GASMODO.....	32
2.3.3 Baker Institute World Gas Trade Model	33
2.3.4 Abgrenzung zum ProToG Modell.....	33
Kapitel 3 Modellierung des globalen Erdgasmarktes	35
3.1 ProToG Modell	36
3.1.1 Topologie	37
3.1.2 Mathematische Modellbeschreibung.....	41
3.1.3 Daten	48
3.2 ObjECTS.MiniCAM	56
3.2.1 Modellbeschreibung	56
3.2.2 Basislauf	60
3.3 Verbindung von ProToG und ObjECTS.MiniCAM	65
Kapitel 4 Ergebnisse und Interpretationen	73
4.1 Referenzlauf	73
4.1.1 Globale Betrachtung.....	73
4.1.2 Länderspezifische Betrachtung	80
4.2 Variationen des Referenzlaufes.....	84
4.2.1 LNG Technologien.....	84
4.2.2 Nicht-konventionelle Erdgasförderung	91
Zusammenfassung und Ausblick	99
Literaturverzeichnis.....	101
Anhang	104

Abkürzungsverzeichnis

AgLU	Agriculture and Land Use model
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BIP	Bruttoinlandsprodukt
EIA	Energy Information Administration
ERB	Edmonds-Reilly-Barns (Modell)
EUGAS	European Gas Supply Model
EUR	Estimated Ultimate Recovery
GAMS	General Algebraic Modeling System
GTL	Gas to Liquids
IEA	International Energy Agency
IGU	International Gas Union
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
LNG	Liquid Natural Gas
MAGICC	Model of Assessment of Greenhouse-gas Induced Climate Change
ObjECTS.MiniCAM	Mini-Climate-Assessment Model implemented in the Object-oriented Energy Climate and Technology Systems framework
ProToG	Production and Transport of Gas
SCENGEN	Regional Climate Change Scenario Generator
SPE	Society of Petroleum Engineers
USGS	United States Geological Survey
WPC	World Petroleum Council

Abkürzungen für die mathematische Beschreibung des ProToG Modells:

Variablen:

BK_{kom}	Betriebskosten für die Kompressoren
BK_{p}	Betriebskosten für die Erdgasförderung
BK_{pip}	Betriebskosten für die Pipelines
BK_{t}	Betriebskosten für den Erdgastransport
BK_{tan}	Betriebskosten für die LNG Tanker
BK_{vd}	Betriebskosten für die Verdampfungsanlagen
BK_{vf}	Betriebskosten für die Verflüssigungsanlagen
EV	Erdgasversorgung innerhalb eines Landes
KK_{kom}	Investitionskosten für Kompressoren
KK_{p}	Investitionskosten für die Erdgasförderung
KK_{pip}	Investitionskosten für Pipelines
KK_{t}	Investitionskosten für den Erdgastransport
KK_{tan}	Investitionskosten für LNG Tanker
KK_{vd}	Investitionskosten für Verdampfungsanlagen
KK_{vf}	Investitionskosten für Verflüssigungsanlagen
Kom	Kapazität der Kompressoren
Kom_{inv}	Kapazität der Kompressoren für die Richtungsumkehr
P	Produktionskapazitäten
P_{ab}	Rückbau von Förderkapazitäten
Pip	Pipelinekapazitäten
Pro	Erdgasförderung
T_{lng}	Transport von verflüssigtem Erdgas

T_{pip}	Erdgastransport per Pipeline
Tan	Kapazitäten der LNG Tanker
TK	Transitkosten
Vd	Kapazität der Verdampfungsanlagen
Vf	Kapazität der Verflüssigungsanlagen

Konstanten:

a	Jährliche Auslastung verschiedener Technologien
ap	Annuitäten für Förderkapazitäten
apip	Annuitäten für Pipelines
bp	Spezifische Betriebskosten der Erdgasförderung
bpip	Spezifische Betriebskosten des Pipelinetransportes
di	Diskontrate
ep	Extern vorgegebene Förderkapazitäten
epip	Extern vorgegebene Pipelines
epro	Extern vorgegebene einheimische Erdgasförderung
etan	Extern vorgegebene LNG Tanker
ev	Erdgasverbrauch einer Region
evd	Extern vorgegebene Verdampfungsanlagen
evf	Extern vorgegebene Verflüssigungsanlagen
ir	Interne Diskontrate
n	Betriebswirtschaftliche Lebensdauer (Amortisationszeit)
pro	Leistungsfaktor eines Erdgasfeldes
res	Zur Verfügung stehende Erdgasressourcen
rest	Verbleibendes Erdgas in rückgebauten Erdgasfeldern
tk	Spezifische Transitkosten
v	Erdgasverluste verschiedener Technologien

Indizes

d	Verbraucherländer
gt	Gesamte Zeitschritte im Modellierungszeitraum 1985 bis 2050
i, j	Knotenpunkte
p	Produktionsländer
r	Ressourcenklassen
t	Zeitschritte im Optimierungszeitraum 2005 bis 2050

Abbildungsverzeichnis

Abb. E-1: Modellumgebung zur Abbildung des globalen Erdgasmarktes.....	8
Abb. 1-1: Globale Reserven der fossilen Primärenergieträger	11
Abb. 1-2: Länderspezifische Verteilung der konventionellen Erdgasreserven.....	15
Abb. 1-3: Verschiedene Abschätzungen der weltweiten konventionellen Erdgasreserven und Erdgasressourcen.....	15
Abb. 1-4: Länderspezifische Verteilung der konventionellen Erdgasressourcen nach der BGR (oben) und des USGS (Mitte) sowie deren Differenz (unten)	19
Abb. 1-5: Weltweite konventionelle und nicht-konventionelle Erdgasgesamtressourcen	20
Abb. 1-6: Länderspezifische Verteilung von Kohleflözgas	21
Abb. 1-7: Transportkosten verschiedener fossiler Primärenergieträger.....	23
Abb. 3-1: Modellumgebung zur Abbildung des globalen Erdgasmarktes	35
Abb. 3-2: Schema des ProToG Modells.....	38
Abb. 3-3: Knotenpunkte im ProToG Modell	39
Abb. 3-4: Modellstruktur eines Knotenpunktes im ProToG Modell	40
Abb. 3-5: Standorte für LNG Terminals im ProToG Modell	41
Abb. 3-6: Verfügbare Erdgasressourcen im ProToG Modell	51
Abb. 3-7: Förderprofil eines Erdgasfeldes [PER 02]	52
Abb. 3-8: Schematische Darstellung der Energiemärkte in ObjECTS.MinicAM	57
Abb. 3-9: Marktanteilfunktion und Wahrscheinlichkeitsverteilung der Kosten konkurrierender Produkte.....	58
Abb. 3-10: Schematische Darstellung des Angebotssektors von MiniCAM.....	59
Abb. 3-11: Schematische Darstellung des Nachfragesektors von MiniCAM.....	60
Abb. 3-12: Bevölkerungs- und Bruttoinlandsproduktentwicklung im MiniCAM.....	61
Abb. 3-13: Globaler Primärenergieverbrauch und globale Kohlendioxid-Emissionen nach Primärenergieträgern	63
Abb. 3-14: Globale Kohlendioxid-Emissionen und globaler Erdgasverbrauch nach Regionen.....	64
Abb. 3-15: Globaler Energieverbrauch und globaler Erdgasverbrauch nach Sektoren	65
Abb. 3-16: Erdgassektor in ObjECTS.MinicAM.....	66
Abb. 3-17: Modellierter Erdgasangebotssektor für eine Region.....	67
Abb. 3-18: Koppelung von ProToG Modell und ObjECTS.MinicAM.....	68
Abb. 3-19: Schematische Darstellung des Kopplungsprozesses von ProToG und ObjECTS.MinicAM	69
Abb. 3-20: Iterative Bestimmung des Erdgasverbrauches für den Nahen Osten und die USA im Jahr 2020	70
Abb. 4-1: Globaler Erdgasverbrauch von ObjECTS.MinicAM vor und nach der Anbindung an das ProToG Modell	74
Abb. 4-2: Globale Erdgasproduktion	75
Abb. 4-3: Globale Entwicklung des Erdgastransports und des Erdgasverbrauches	76
Abb. 4-4: Gesamtkosten der Erdgasbereitstellung.....	78
Abb. 4-5: Grenzkosten für Erdgas im Jahr 2010 und 2050.....	79

Abb. 4-6: Erdgasversorgung in Deutschland	81
Abb. 4-7: Erdgasversorgung in Indien	82
Abb. 4-8: Erdgasversorgung in den USA.....	83
Abb. 4-9: Erdgaspreise für Deutschland, Indien und die USA	84
Abb. 4-10: Reduktionsparameter für die LNG Szenarien.....	85
Abb. 4-11: Pipelinetransporte und LNG Transporte der Szenarien I bis VI.....	86
Abb. 4-12: Summierter Erdgastransport und Abweichungen der LNG Transporte zum Referenzszenario für die Szenarien I bis VI.....	87
Abb. 4-13: Gesamtkosten der Transporte für die Szenarien I bis VI.....	88
Abb. 4-14: Erdgasversorgung in Deutschland für Szenario I und VI.....	89
Abb. 4-15: Erdgasversorgung in Indien für Szenario I und VI.....	89
Abb. 4-16: Erdgasversorgung in den USA für Szenario I und VI	90
Abb. 4-17: Ausgewählte Erdgaspreise der USA und Deutschlands	91
Abb. 4-18: Weltweite Erdgasproduktion der Szenarien a bis f.....	92
Abb. 4-19: Spezifische Erdgaskosten in den Szenarien a bis f	94
Abb. 4-20: Summierter Erdgastransport und Abweichungen der LNG Transporte zum Referenzszenario für die Szenarien a bis f	95
Abb. 4-21: Erdgasversorgung in Deutschland für Szenario f	95
Abb. 4-22: Erdgasversorgung in Indien für Szenario f	96
Abb. 4-23: Erdgasversorgung in den USA für Szenario f.....	97

Tabellenverzeichnis

Tab. 1-1: Die zehn größten Erdgasproduzenten und deren Erdgasreserven [BGR 03]	16
Tab. 3-1: Modellierte Länder im ProToG Modell.....	49
Tab. 3-2: Ressourcenklassen im ProToG Modell	50
Tab. 3-3: Weltweit existierende LNG Routen	54
Tab. 3-4: Länderspezifischer Erdgasverbrauch in Gm ³ im Jahr 2003.....	55
Tab. 3-5: Entwicklung des Produktivitätswachstums in den MiniCAM Regionen	62
Tab. 4-1: LNG Szenarien	84
Tab. 4-2: Szenarien für nicht-konventionelles Erdgas	91
Tab. A-1: Umrechnungsfaktoren der verwendeten Energieeinheiten	104
Tab. A-2: Erdgasreserven im ProToG Modell.....	105
Tab. A-3: Wachstum der Erdgasreserven im ProToG Modell.....	106
Tab. A-4: Erdgasressourcen im ProToG Modell	107
Tab. A-5: Erdgas in dichten Speichern im ProToG Modell.....	108
Tab. A-6: Kohleflözgas im ProToG Modell	109

Einführung und Ziel der Arbeit

Der globale Erdgasverbrauch hat sich seit der ersten Ölkrise von 46 EJ im Jahr 1973 auf 103 EJ im Jahr 2003 mehr als verdoppelt. Beim Versuch, unabhängiger vom Erdöl zu werden, den CO₂-Ausstoß zu verringern und dabei trotzdem wirtschaftlich günstig zu bleiben, hat sich in den letzten 30 Jahren die globale Energiewirtschaft, getragen von Politik und Öffentlichkeit, immer mehr dem Erdgas zugewandt. Durch die geringen CO₂-Emissionen, die saubere Verbrennung und die erölgebundenen Preise ist Erdgas in vielen Bereichen eine echte Alternative zum Erdöl geworden. Darüber hinaus hat die kurzfristige und flexible Einsetzbarkeit von Erdgaskraftwerken dazu geführt, dass Erdgas auch als Quelle zur Stromproduktion große Bedeutung erhalten hat¹.

„*But suppliers have failed to keep with demand*“ [WAS 05, S. D1], schrieb die *Washington Post* im Oktober 2005. Während die amerikanischen Energieversorger fast ausschließlich in neue Erdgaskraftwerke investierten, stieg der Erdgaspreis in den Vereinigten Staaten so stark, dass viele dieser Kraftwerke heute nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können. Bei den Kalkulationen für die Kraftwerke wurden die Knappheit der Ressource Erdgas, die wachsenden Entfernungen zwischen Produzenten und Verbrauchern und die Entwicklung der Erdgasnachfrage nicht ausreichend berücksichtigt.

Die Entscheidung zum Pipelinebau bindet schon aus rein technischen Gründen den Verbraucher sehr stark an den Versorger, was die Abhängigkeit von einem einzigen Land noch größer werden lässt als die Ölabhängigkeit von den erdölfördernden Ländern. Diese Abhängigkeit wurde der breiten Öffentlichkeit durch den Russland-Ukraine-Konflikt zum Jahreswechsel 2005/2006 deutlich. Russland wollte den Erdgaspreis für die Ukraine von 50 \$/1000m³ auf 230 \$/1000m³ in einem Schritt fast verfünffachen. „Während sich Russland und die Ukraine in ihrem [...] politisch begründeten Konflikt noch einmal geeinigt haben, kämpfen die Vereinigten Staaten schon seit einiger Zeit mit ihrer eigenen Gaskrise [...]. Das Gas wird dort ganz natürlich knapp.“ [FAS 06, S. 57] Aufgrund der hohen Investitionen und der langen Bauzeiten für die Erdgasinfrastruktur (sowohl für die Erdgasförderung als auch für den Erdgastransport) kann diese Knappheit nur sehr schwer durch kurzfristige, zusätzliche Erdgasimporte oder durch eine schnelle Erhöhung der Förderraten einheimischer Erdgasfelder behoben werden. Hier ist eine sorgfältige und langfristige Energieplanung notwendig.

Erdgas hat im Vergleich zu Erdöl eine niedrigere volumenbezogene Energiedichte, die zu deutlich höheren spezifischen Transportkosten führt und dadurch

¹ Der globale Erdgasverbrauch zur Stromproduktion hat sich von 9,8 EJ im Jahr 1973 auf 36,7 EJ im Jahr 2003 fast vervierfacht [IEA 04].

den Erdgaspreis entscheidend mitbestimmt. Deshalb ist nicht nur die politische, sondern auch die geographische Nähe zu Ländern mit großen Erdgasvorkommen von Bedeutung. Aus diesem Grund sind die geographische Lage der Erdgasvorkommen und die daraus resultierenden Transportwege zum Verbraucher entscheidende Faktoren für die Preisbildung von Erdgas.

Für diese Problematik wurde als Kernstück der Arbeit das Erdgasangebotsmodell ProToG (*Production and Transport of Gas*) entwickelt. Es ist ein lineares Optimierungsmodell, das mit einer hohen räumlichen Auflösung die Gesamtkosten der Erdgasförderung und des Erdgastransportes zum Verbraucher optimiert und somit ideale Produktionsstandorte und Transportwege definiert. Hierfür wurde eine Datenbank angelegt, die die Entfernungen von 464 möglichen Pipelineverbindungen und 8556 möglichen LNG Routen sowie detaillierte Daten über die konventionellen und nicht-konventionellen Erdgasressourcen der 113 abgebildeten Länder beinhaltet.

Der Erdgasverbrauch für das ProToG Modell wird durch das globale Energiemodell ObjECTS.MinicAM (*Mini-Climate-Assessment Model implemented in the Object-oriented Energy Climate and Technology Systems framework*) erzeugt, das dazu an das ProToG Modell angebunden wurde (**Abb. E-1**). Neben einem elastischen Erdgasverbrauch sind somit auch Substitutionsmöglichkeiten für den Energieträger Erdgas einbezogen worden. Zwar wird der Erdgasmarkt durch ObjECTS.MinicAM ebenfalls abgebildet, jedoch werden bei dieser Modellierung die Besonderheiten des Erdgastransportes und der Förderung von nicht-konventionellem Erdgas nicht berücksichtigt.

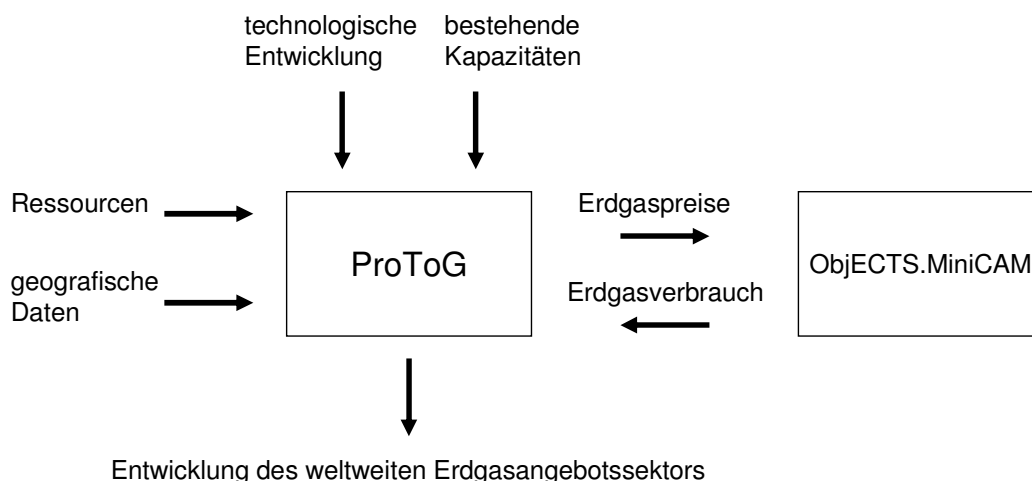


Abb. E-1: Modellumgebung zur Abbildung des globalen Erdgasmarktes

Mit Hilfe dieser Modellumgebung soll der Frage nachgegangen werden, wie sich der Erdgasangebotssektor, insbesondere die *Liquid Natural Gas* (LNG-) und die Pipeline-Struktur, in Zukunft entwickeln kann. Es soll untersucht werden, wo die Voraussetzungen

für LNG Terminals und zusätzliche Pipelines gegeben sind und wie die internationalen Erdgasflüsse in Zukunft aussehen können. Dabei werden in jedem Land die Transportkosten für Erdgasimporte den Förderkosten von einheimischem Erdgas gegenübergestellt, was dazu führen kann, dass die Förderung auch von schwer zugänglichen Erdgasvorkommen und von Erdgas aus nicht-konventionellen Lagerstätten für manche Länder zunehmend wirtschaftlicher werden wird.

In Kapitel 1 und Kapitel 2 dieser Arbeit werden die Grundlagen für die Modellierung des Erdgasmarktes dargelegt. Dabei wird in Kapitel 1 ausführlich auf den Energieträger Erdgas eingegangen, wobei der Schwerpunkt auf den Erdgasvorkommen, ihrer Unterteilung in Reserven und Ressourcen und der Definition von konventionellem und nicht-konventionellem Erdgas liegt. Auf grundsätzliche Methoden der Energieplanung und Modellierung von Energiesystemen wird in Kapitel 2 eingegangen. Im Speziellen werden drei ausgewählte Erdgasmodelle vorgestellt und ihre Unterschiede zum ProToG Modell deutlich gemacht.

In Kapitel 3 wird die Modellumgebung zur Abbildung des globalen Erdgasmarktes beschrieben. Es wird das neu entwickelte globale Erdgasmodell ProToG vorgestellt, indem ausführlich seine Topologie, die mathematische Beschreibung und die Eingangsdaten erläutert werden. Danach wird auf das Energiemodell OBJECTS.MiniCAM eingegangen und die Ergebnisse seines Basislaufes ohne Anbindung an das ProToG Modell veranschaulicht. Schließlich wird die Kopplung dieser beiden Modelle vorgestellt.

Die Ergebnisse der erarbeiteten Modellierung des Erdgasmarktes werden in Kapitel 4 präsentiert. Neben einem Referenzfall, der ausführlich diskutiert wird, werden zwei Szenarien vorgestellt und die Abweichungen ihrer Ergebnisse von denen des Referenzlaufs mit diesen verglichen und interpretiert. Bei den Szenarien werden zum einen die Kosten für den Transport von flüssigem Erdgas variiert und zum anderen unterschiedliche Kosten für die Förderung von nicht-konventionellem Erdgas angesetzt.

Kapitel 1 Energieträger Erdgas

1.1 Globale Erdgasressourcen

Im Jahr 2003 wurden mit 354 EJ 80% des weltweiten Primärenergiebedarfs durch fossile Energieträger gedeckt [IEA 05]. Nach Erdöl (34,4%) und Kohle (24,4%) hat Erdgas einen Anteil von 21,2% an der globalen Primärenergieversorgung und ist damit der dritt wichtigste Energieträger. Nachdem sich der Erdgasverbrauch in den letzten Jahrzehnten immer mehr dem von Kohle angenähert hat, stagniert der Abstand zwischen diesen beiden Energieträgern seit ein paar Jahren. Obwohl die Bedeutung von Erdöl an der Primärenergieversorgung sinkt, bleibt Erdöl weiterhin mit einem Anteil von über einem Drittel die wichtigste Energiequelle. Welcher Energieträger in Zukunft an Bedeutung gewinnen oder verlieren wird, hängt im Wesentlichen von der Größe und der Lage seiner Reserven und Ressourcen, deren Förderkosten und den daraus resultierenden Preisen, ab.

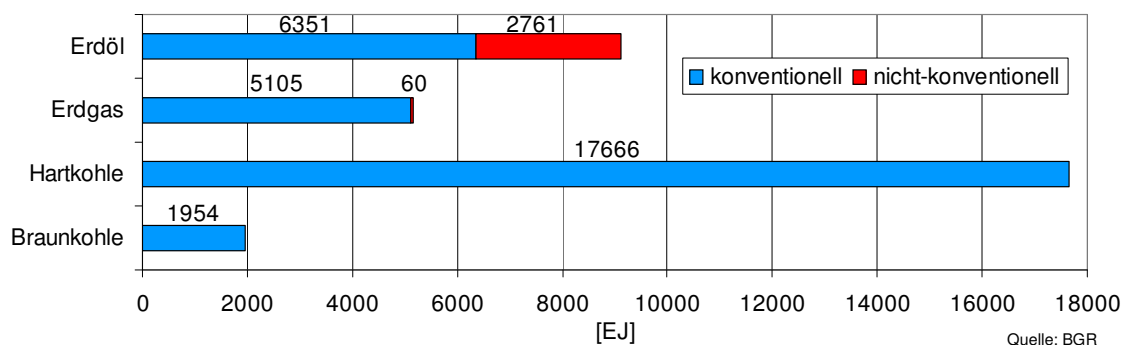


Abb. 1-1: Globale Reserven der fossilen Primärenergieträger

Abb. 1-1 zeigt die Reserven verschiedener fossiler Primärenergieträger im Vergleich. Die dargestellten Reserven sind jene Vorkommen, die heute wirtschaftlich abgebaut werden können. Der jährliche Primärenergieverbrauch beträgt zur Zeit ca. 440 EJ [IEA 05]. Der Gesamtenergiegehalt aller Reserven zusammen macht ca. 34000 EJ aus, wobei die weitaus größten Reserven der Kohle zugeordnet werden. 30% der Erdölreserven stammen aus nicht-konventionellen Lagerstätten, wie z.B. Ölsande oder Ölschiefer. Die Erdgasreserven sind mit 5105 EJ die geringsten unter den drei wichtigsten Energieträgern. Durch die Hinzunahme der Ressourcen steigen die Erdgasgesamtressourcen jedoch weit über die Gesamtressourcen von Erdöl. Auf die Reserven von Erdgas, dessen Ressourcen und nicht-konventionellen Lagerstätten wird im folgendem Kapitel ausführlich eingegangen.

1.1.1 Ressourcenbegriff

Um gezielte Aussagen über endliche Primärenergieträger machen zu können, werden diese klassifiziert. Zwei Faktoren sind bei dieser Klassifizierung von besonderer Bedeutung. Zum einen spielt die Wahrscheinlichkeit der Existenz einer Lagerstätte und deren Größe eine wichtige Rolle. Zum anderen werden die Lagerstätten nach wirtschaftlichen Kriterien eingeordnet und es wird überprüft, ob deren Abbau heute schon wirtschaftlich ist oder wie hoch die allgemeinen Energiepreise steigen müssen, damit die Förderung inklusive des Transportes zum Verbraucher von einer konkreten Lagerstätte wirtschaftlich wird.

Für die Beschreibung der zur Zeit bekannten Ressourcen und für deren spätere Modellierung ist es sinnvoll, die Begriffe zu definieren - auch wenn eine klare Abgrenzung in der Realität nicht immer gegeben ist. In dieser Arbeit wurden die Definitionen der folgenden Begriffe mit Ausnahme des Begriffes „Reservenwachstum“ von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe [BGR 03] übernommen. Die BGR richtet sich bei den Angaben für Erdöl und Erdgas im Wesentlichen nach den Definitionen des *World Petroleum Councils* (WPC) und der *Society of Petroleum Engineers* (SPE).

Reserven

Reserven sind gesicherte Vorkommen, die nach heutigen Maßstäben wirtschaftlich abgebaut werden können.

Ressourcen

Ressourcen sind zum einem gesicherte Vorkommen, die noch nicht technisch oder noch nicht wirtschaftlich abgebaut werden können. Oder zum anderen sind Ressourcen nicht gesicherte Vorkommen, deren Existenz aber als wahrscheinlich gilt.

Gesamtressourcen

Gesamtressourcen sind die Gesamtmenge an Reserven und Ressourcen. Die Gesamtressourcen werden bei Kohlenwasserstoffen auch als verbleibendes Potenzial bezeichnet.

Gesamtpotenzial

Für das Gesamtpotenzial findet man häufig den englischen Begriff *Estimated Ultimate Recovery (EUR)*. Das Gesamtpotenzial fasst die Gesamtressourcen und das bereits geförderte Erdgas zusammen. Es beschreibt also den Bestand des Energieträgers vor seiner Nutzung. Der Begriff wird nur für Erdöl und Erdgas verwendet.

Reservenwachstum

Das *United States Geological Survey (USGS)* geht von einem grundsätzlichen Reservenwachstum (*reserve growth* oder *field growth*) der bereits bekannten Erdgasfelder aus. Hier werden Korrekturen der Erdgasfeldgröße und verbesserte Fördertechniken, die eine höhere Ausbeute der Felder ermöglichen, berücksichtigt. Die BGR unterscheidet dagegen nicht zwischen Reservenwachstum und konventionellen Ressourcen.

Die Gesamtressourcen von Erdgas können in einen konventionellen und einen nicht-konventionellen Teil eingeteilt werden. Die Klassifizierung in der Literatur ist dabei sehr unterschiedlich. Die vorliegende Arbeit übernimmt die nachstehende Unterteilung der BGR [BGR 03].

Konventionelles Erdgas:

Freies Erdgas und in Erdöl gelöstes Erdgas (Erdölgas)

Nicht-konventionelles Erdgas:

Erdgas in dichten Speichern, Kohleflözgas, Aquifergas und Gashydrate

1.1.2 Konventionelles Erdgas

Die Bestimmung der Reserven und Ressourcen von Erdgas ist sehr aufwendig. Trotz dieses Aufwandes sind die veröffentlichten Zahlen mit Unsicherheitsfaktoren, die für die Reserven gering, für die Ressourcen aber sehr groß sind, behaftet und bedürfen einer genauen Interpretation. Nur wenige Institutionen sind in der Lage, umfassende globale Studien durchzuführen. Dabei stützen sie sich auf eine Vielzahl von Veröffentlichungen aus der Wissenschaft, der Wirtschaft und der Politik und leiten aus diesen Annahmen und Studien mit Hilfe langjähriger Erfahrungen die Größe und Anzahl von Reserven- und Ressourcenfeldern ab.

Zur besseren Veranschaulichung werden Reserven oft nicht durch ihren Energieinhalt beschrieben, sondern häufig durch die statische Reichweite. Die statische Reichweite ist definiert durch den Quotienten der Erdgasreserven durch die jährliche Erdgasförderung. Sie wird angegeben in Jahren und gibt für den Fall, dass die Förderung und die Reserven konstant bleiben, die Reichweite der Reserven an. Laut BGR betrug die statische Reichweite für Erdgas im Jahr 2001 64 Jahre [BGR 03].

Die BGR geht von 161 Tm³² Erdgasreserven aus. Die weltweite Erdgasförderung im Jahr 2001 lag bei 2,5 Tm³. Angenommen, die vom BGR veröffentlichten 217 Tm³ konventionellen Erdgasressourcen gingen vollständig in Reserven über, dann wüchse die statische Reichweite auf 151 Jahre an. Legt man der statischen Reichweite die globale Erdgasförderung des Jahres 2003 mit 2,7 Tm³ [IEA 04] zugrunde, verringert sie sich auf 58 Jahre (bzw. 139 Jahre für die Gesamtressourcen). Für den Fall, dass sich die Erdgasreserven von 2001 auf 2003 nicht verändert haben, ist somit die statische Reichweite in 2 Jahren um 6 Jahre verkürzt worden. Sollten die Reserven nicht mehr wachsen oder sogar zu schrumpfen beginnen und der Erdgasverbrauch weiter steigen, nimmt die statische Reichweite noch weitaus schneller ab.

Nicht anders als Erdöl ist auch Erdgas geografisch nicht gleichmäßig verteilt: Es gibt erdgasreiche Länder und solche mit wenigen oder gar keinen Erdgasvorkommen. Da diese Erdgasverteilung nicht mit der Verteilung des jeweiligen Erdgasverbrauchs übereinstimmt und der Transport von Erdgas aufgrund der geringeren volumenbezogenen Energiedichte deutlich aufwendiger ist als bei anderen Primärenergieträgern, spielt die geografische Lage der Erdgaslagerstätte im Verhältnis zu den Verbrauchszentren eine wichtige Rolle.

Die Verteilung der Erdgasreserven auf die einzelnen Länder wird in **Abb. 1-2** dargestellt. Datenquelle ist die BGR [BGR 03]. Es sind nicht die einzelnen Erdgasfelder abgebildet, sondern die Durchschnittswerte für ein Land.

Die mit Abstand größten Erdgasreserven weist Russland mit 47,6 Tm³ Erdgas auf, was 30% der gesamten Reserven entspricht. Über die Hälfte der Erdgasreserven (54,7 %) befinden sich in nur drei Ländern: Dazu gehören neben Russland der Iran mit 26 Tm³ Erdgas und Katar mit 14,4 Tm³ Erdgas. Deutschland steht an 39. Stelle der Länder mit 343 Gm³ Erdgas, was 0,2 % der globalen Reserven entspricht. Während die USA mit 5 Tm³ konventionellen Erdgasreserven sechswichtigstes Erdgasland sind, befinden sie sich bezogen auf das Gesamtpotenzial (EUR = 46,5 Tm³, globaler Anteil = 10,4%) von Erdgas nach Russland auf dem zweiten Platz. Der Großteil der Erdgasreserven verteilt sich ähnlich wie die Erdölreserven auf wenige, hauptsächlich im Nahen Osten gelegene Länder. Eine Ausnahme stellt das Land Russland dar, das relativ betrachtet viel größere

² Im Folgenden wird Erdgas in Kubikmeter angegeben. 1000 m³ entsprechen 31,7 GJ und 1 Tm³ entsprechen 31,7 EJ.

Erdgasvorräte als Erdölvorkommen hat und damit eine einzigartige Spitzenstellung einnimmt.

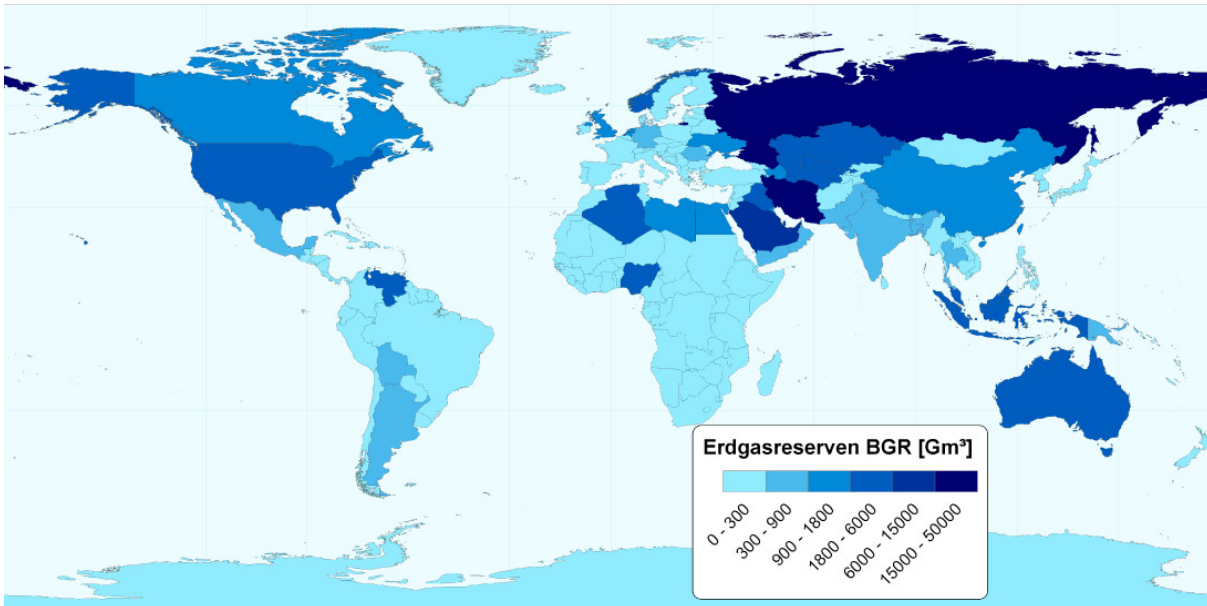


Abb. 1-2: Länderspezifische Verteilung der konventionellen Erdgasreserven

Die oben genannten Daten stammen alle von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe [BGR 03]. **Abb. 1-3** fasst diese Zahlen neben Abschätzungen von folgenden Institutionen zusammen: Daten für die Erdgasreserven liegen vom *Oil and Gas Journal*, *World Oil*, *Cedigaz*, *International Gas Union (IGU)* und von der BGR vor. Das *Oil and Gas Journal* und das *World Oil Magazin* veröffentlichen nur Reservendaten. Die IGU, *Cedigaz* und die BGR führen dagegen auch Bewertungen der Erdgasressourcen durch. Darüber hinaus werden die Erdgasressourcen auch vom *United States Geology Survey (USGS)* abgeschätzt.

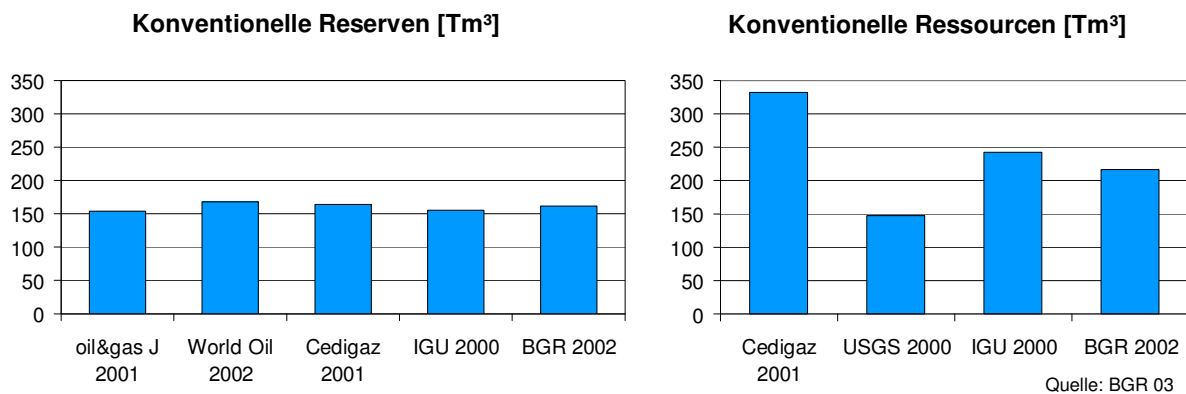


Abb. 1-3: Verschiedene Abschätzungen der weltweiten konventionellen Erdgasreserven und Erdgasressourcen

Die verschiedenen Angaben über konventionelle Erdgasreserven weichen nur geringfügig voneinander ab. Das liegt daran, dass kaum Unsicherheiten über entdeckte und schon erschlossene Erdgasfelder bestehen, da es für die Größenberechnung dieser Felder standardisierte Berechnungsverfahren gibt. Dabei kommen folgende drei Verfahren zur Anwendung: Die Druckabfallmethode, die volumetrische Methode sowie die Erstellung einer Erwartungskurve [POR 97].

Bei der Druckabfallmethode wird aus dem Verhältnis des aktuellen Lagerdruckes und dem Volumen des bereits geförderten Erdgases einer Lagerstätte das weitere Potenzial der Lagerstätte abgeschätzt. Mit Hilfe der Bohrerergebnisse und der Daten aus den geophysikalischen Untersuchungen werden im Rahmen der volumetrischen Untersuchung Abschätzungen über das Volumen des Erdgasreservoirs gemacht, die das Gesamtpotenzial einer Lagerstätte bestimmen. Zur Erstellung einer Erwartungskurve für die vorhandenen Erdgasreserven werden alle gesammelten und abgeschätzten Parameter der Druckabfallmethode und der volumetrischen Methode mit unterschiedlichen Auftretswahrscheinlichkeiten berücksichtigt.

Eine weitere Erklärung für die geringen Abweichungen der Erdgasreserven nach Abb. 1-3 liegt in der Tatsache begründet, dass die Abschätzungen meist von denselben Quellen - nämlich den großen Erdgasproduzenten - stammen. In **Tab. 1-1** sind die zehn größten Erdgasproduzenten der Welt aufgelistet. Bei allen zehn handelt es sich um staatliche Firmen, die meist auf die gesamten nationalen Erdgasreserven zurückgreifen können. Die Rangliste entspricht mit einer Ausnahme der der Länder mit den größten Erdgasreserven. Lediglich die USA, die mit 5 Tm³ Erdgasreserven das sechstgrößte Potenzial aufweisen, sind in der Rangliste der größten Erdgasproduzenten nicht vertreten, da dort kein staatliches Unternehmen Erdgas fördert, sondern viele private Erdgasproduzenten aktiv sind. Das größte private Erdgasunternehmen gemessen an den Erdgasreserven ist Exxon Mobile mit 1,58 Tm³ Reserven, was ungefähr 1% der weltweiten Erdgasreserven entspricht.

Tab. 1-1: Die zehn größten Erdgasproduzenten und deren Erdgasreserven [BGR 03]

	Unternehmen	Land	Erdgasreserven der Unternehmen [Tm ³]	Erdgasreserven der Staaten [Tm ³]
1	Gazprom	Russland	28,1	47,6
2	National Iranian Oil Company	Iran	26	26
3	QGPC	Katar	14,4	14,4
4	Saudi Arabian Oil Company	Saudi Arabien	6,3	6,2
5	Abu Dhabi National Oil Company	V. A. Emirate	5,6	6
6	Sonatrach	Algerien	4,5	4,5
7	Petroleos de Venezuela	Venezuela	4,2	4,1
8	Nigerian National Petroleum Corporation	Nigeria	3,5	3,5
9	Iraq National Petroleum Corporation	Irak	3,1	3,1
10	Turkmengaz	Turkmenistan	2,9	2,9
...				
15	ExxonMobil	USA	1,6	5

Die Erdgasfirmen müssen in der Regel ihre Erdgasreserven als Vermögen ausweisen. Zwar liegen die verschiedenen Reservenabschätzungen alle auf demselben Niveau, doch entspricht dies nicht notwendigerweise dem realen Wert. Es gibt verschiedene wirtschaftliche oder politische Gründe, weshalb Firmen oder Staaten ihre Reserven über- oder unterbewerten. Je nach Reservenhöhe dieser Firma oder dieses Staates kann das erheblichen Einfluss auf die globalen Erdgasreserven haben.

Durch das Herabsetzen der Reserven müssen unter Umständen geringere Vermögenssteuern bezahlt werden und Entwicklungsländer können sich durch eine Herabsetzung höhere Finanzhilfen erwarten. Meist werden Ressourcen durch die Erschließung eines Feldes zu Reserven. Da diese jedoch einen hohen finanziellen Aufwand mit sich bringt, wird die Erschließung eines potentiellen Erdgasfeldes erst einige Jahre vor der tatsächlich angestrebten Nutzung durchgeführt. Dadurch werden indirekt die Erdgasreserven heruntergesetzt.

Durch die Erhöhung der Erdgasreserven versprechen sich vor allem ärmere Länder, Investoren in ihr Land zu holen. Beim Erdöl legen die Erdgasländer ihre Förderquote unter anderem anhand der existierenden Erdölreserven fest. Ein ähnliches Vorgehen kann man sich auch bei Erdgas vorstellen, so dass die Erhöhung der Erdgasreserven dazu dient, die Steigerung der Erdgasförderung zu rechtfertigen.

Größere Unsicherheiten als bei den Reserven werden auf der rechten Seite von Abb. 1-3 bei den konventionellen Erdgasressourcen deutlich. Hier sind Unterschiede von über 100% zu erkennen. Das kann folgende Ursachen haben: Die Existenz von Ressourcen ist an eine gewisse Wahrscheinlichkeit gekoppelt, für deren Abschätzung Methoden eingesetzt werden, die einen deutlich subjektiveren Charakter (Erfahrungen und Meinungen von Experten) besitzen als die für die Reservenabschätzungen.

Die USGS definiert neben den konventionellen Reserven und den konventionellen Ressourcen die Zwischengröße des Reservenwachstums. Darunter fallen die Erdgasvorkommen, die aufgrund von Neubewertungen von bereits erschlossenen Erdgasfeldern zu den Reserven addiert werden. Das kann einerseits aus der Unterschätzung der Erdgasfeldgröße resultieren. Andererseits könnten durch bessere Techniken richtig eingeschätzte Erdgasfelder besser ausgebeutet werden.

Für die Berechnung des Reservenwachstums beginnt das USGS bei Erdgasfeldern, aus denen bereits 1995 gefördert wurde, und verfolgt deren Alterstruktur bis 1960 zurück. Aufgrund des Alters dieser Felder, deren Größe und Struktur wurde für jedes Feld das wahrscheinliche Wachstum bis 2025 simuliert [USGS 00]. Das USGS kommt zum Ergebnis, dass die Erdgasreserven von 1995 bis 2025 um 94 Tm^3 wachsen werden. Bezogen auf die bekannten Erdgasreserven des Jahres 1995 von 149 Tm^3 entspricht das einem Wachstum von 63% in 30 Jahren oder bei linearem Wachstum einem Anstieg von über 2% pro Jahr. Addiert man die 94 Tm^3 Reservenwachstum zu den

konventionellen USGS-Erdgasressourcen von Abb. 1-3, erhält man mit 241 Tm³ fast den Wert der IGU (242 Tm³).

Für die zukünftige Entwicklung der Erdgasmärkte ist aber auch die weltweite Verteilung der Ressourcen auf Länderebene von Interesse. Diese Verteilung wird in **Abb. 1-4** dargestellt. Die obere Grafik veranschaulicht die Daten für konventionelle Erdgasressourcen der BGR, die mittlere Grafik die Daten des USGS und in der unteren Grafik werden die Abweichungen der USGS Ressourcendaten bezogen auf die BGR-Daten in 10¹² m³ Erdgas (Tm³) abgebildet. Für die rot markierten Länder sind die USGS-Daten geringer als die BGR-Daten und für die blau gekennzeichneten Länder sind sie größer.

Sowohl BGR als auch USGS identifizieren bei den konventionellen Erdgasressourcen Russland als erdgasreichstes Land (BGR: 83 Tm³, USGS: 33 Tm³). Nach den Daten der BGR folgen darauf die USA (BGR: 15 Tm³, USGS: 15 Tm³) und Katar (BGR: 11 Tm³, USGS: 1 Tm³). Laut USGS hat Saudi Arabien (BGR: 11 Tm³, USGS: 19 Tm³) die zweitgrößten Vorkommen an Erdgasressourcen gefolgt von den USA (BGR: 15 Tm³, USGS: 15 Tm³).

Aufgrund des Reservenwachstums, welches das USGS gesondert berücksichtigt, müssen im Allgemeinen und insbesondere bei den Ländern mit großen, bereits erschlossenen Erdgasfeldern die Ressourcenabschätzung des USGS geringer ausfallen als die der BGR. Die vielen rot markierten Länder in Abb. 1-4 bekräftigen diese Aussage. Selbst die großen Abweichungen für Russland (50 Tm³), China (7,6 Tm³) und Kanada (7,3 Tm³) können durch den oben beschriebenen Faktor für das Reservenwachstum (63%) laut USGS begründet werden. Der USGS-Wert für die konventionellen Erdgasressourcen für die USA weicht trotz dieses Faktors jedoch nur um 1% von dem des BGR ab. Interessant ist, dass das USGS Saudi Arabien mit 19 Tm³ konventionellen Erdgasressourcen 75 % mehr zuweist als die BGR. Ebenfalls deutlich mehr Erdgasressourcen werden Brasilien (+ 4,7 Tm³ bzw. + 235%), Norwegen (+ 2 Tm³ bzw. + 62%) und Australien (+ 1,2 Tm³ bzw. + 58%) zugeschrieben.

Die Beispiele machen die Unsicherheit von Ressourcenabschätzungen deutlich, denen neben geologischen Gutachten auch immer unterschiedliche, subjektive Erfahrungen und (unternehmens-) politische Motive zugrunde liegen.

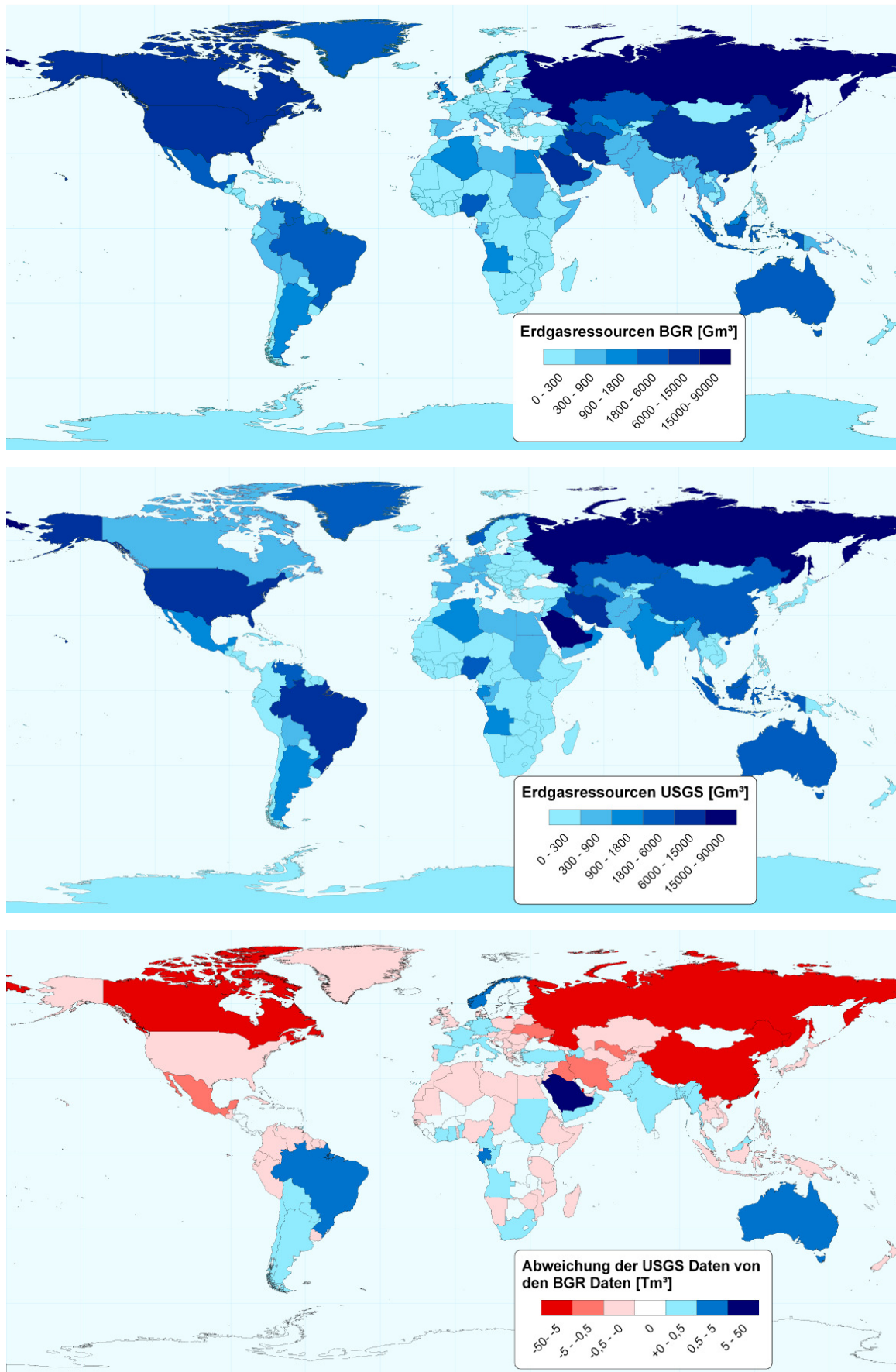


Abb. 1-4: Länderspezifische Verteilung der konventionellen Erdgasressourcen nach der BGR (oben) und des USGS (Mitte) sowie deren Differenz (unten)

1.1.3 Nicht-konventionelles Erdgas

Auch nicht-konventionelle Erdgasvorkommen können in Reserven und Ressourcen unterteilt werden. Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe zählt zum nicht-konventionellen Erdgas solches in dichten Speichern, Kohleflözgas, (welches ebenfalls in dichten Speichern gebunden ist, aufgrund seiner Bedeutung allerdings einzeln aufgeführt wird), Erdgas in Aquifere und Gashydrate.

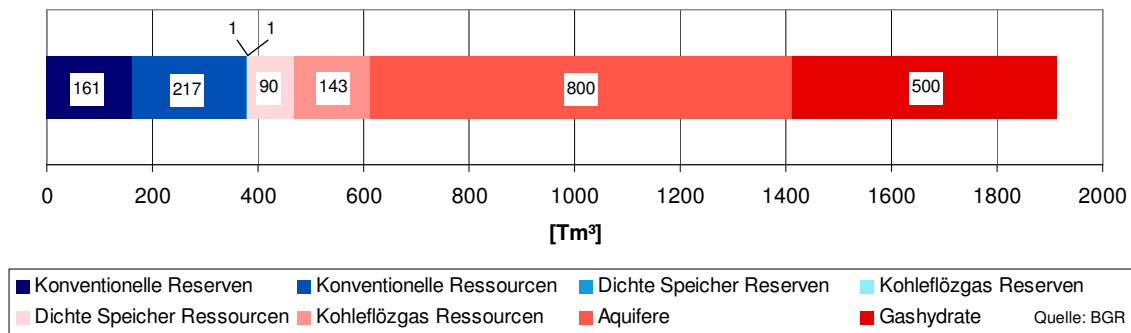


Abb. 1-5: Weltweite konventionelle und nicht-konventionelle Erdgasgesamtressourcen

Das Verhältnis zwischen konventionellen und nicht-konventionellen Erdgasvorkommen sowie zwischen Reserven und Ressourcen im Jahr 2001 veranschaulicht **Abb. 1-5**. Aquifergas und Gashydrate können heute noch nicht wirtschaftlich abgebaut werden; somit sind für sie keine Reserven aufgeführt. Insgesamt stehen 163 Tm³ Reserven 1750 Tm³ Ressourcen gegenüber. Nur 10% dieser Ressourcen könnten durch einen Übergang in Reserven die aktuellen Reserven mehr als verdoppeln. Noch mehr als bei den konventionellen Ressourcen sind die Abschätzungen von nicht-konventionellen Ressourcen mit großen Fehlerwahrscheinlichkeiten behaftet. Sie werden auch meist nicht als fixer Zahlenwert, sondern in Bandbreiten angegeben. Neben den Kosten für die Förderung spielt bei den nicht-konventionellen Erdgaslagerstätten die generelle technische Machbarkeit der Förderung eine große Rolle. Bei 1535 Tm³ nicht-konventionellen Gesamtressourcen weist die BGR nur 2 Tm³ als nicht-konventionelle Reserven aus. Nur wenige nicht-konventionelle Erdgaslagerstätten sind heute schon wirtschaftlich nutzbar, dennoch beziehen die USA 25% der heimischen Erdgasförderung aus nicht-konventionellen Vorkommen.

Die BGR definiert als dichte Lagerstätte diejenigen Vorkommen, deren mittlere in-situ Permeabilität unter 0.1 milliDarcy (mD) liegt, was etwa 10^{-13} m² entspricht. Das kann Erdgas in Sand- oder Tonstein sein oder auch Kohleflözgas. Die Permeabilität gibt die Durchlässigkeit des Bodens an und ist entscheidend für die Förderbarkeit des Erdgases. So ist oft die Erhöhung der Permeabilität eine Voraussetzung für die Förderung von Erdgas aus dichten Speichern.

Abschätzungen über die Vorkommen von Erdgas in dichten Speichern ohne Kohleflözgas existieren nur für wenige Länder. Die BGR geht davon aus, dass das Verhältnis zwischen dem konventionellen Gesamtpotenzial von Erdgas, welches auch die kumulierte Förderung beinhaltet, und dem Erdgas in dichten Speichern ohne Kohleflözgas für jedes Land ungefähr konstant ist. Deshalb hat die BGR einen Faktor derjenigen Länder, über die Abschätzungen durchgeführt wurden, ermittelt, der dieses Verhältnis beschreibt. Mit Hilfe dieses Faktors wurde dann das Potenzial für Erdgas aus dichten Speichern weltweit für alle Regionen bestimmt. Unter Berücksichtigung der Regionen Kanada, USA und Russland beträgt der Faktor 0,2. Werden zusätzlich Abschätzungen aus Deutschland mitberechnet sinkt der Faktor auf 0,16. Daraus folgert die BGR, dass es ein Potenzial von Erdgas aus dichten Speichern ohne Kohleflözgas in der Höhe von 16-20% des Gesamtpotenzials gibt. Voraussetzung für diese Annahme ist, dass die geografische Verteilung des konventionellen Erdgases ungefähr der des Erdgases aus Ton- und Sandstein entspricht. Damit verändert sich die länderspezifische Verteilung der Erdgasvorkommen durch Hinzunahme der Vorkommen in Ton- und Sandstein qualitativ nicht.

Andere Voraussetzungen finden sich bei Kohleflözgas, einem aus Kohle natürlich gebildeten Gas. Kohleflözgas wird unterteilt in Flözgas und Grubengas. Während als Flözgas das aus Kohleflözen in unverritztem Gebirge austretende Gas bezeichnet wird, versteht man unter Grubengas das Gas, welches während oder nach Bergbautätigkeiten aus dem Kohleflöz freigesetzt wird.

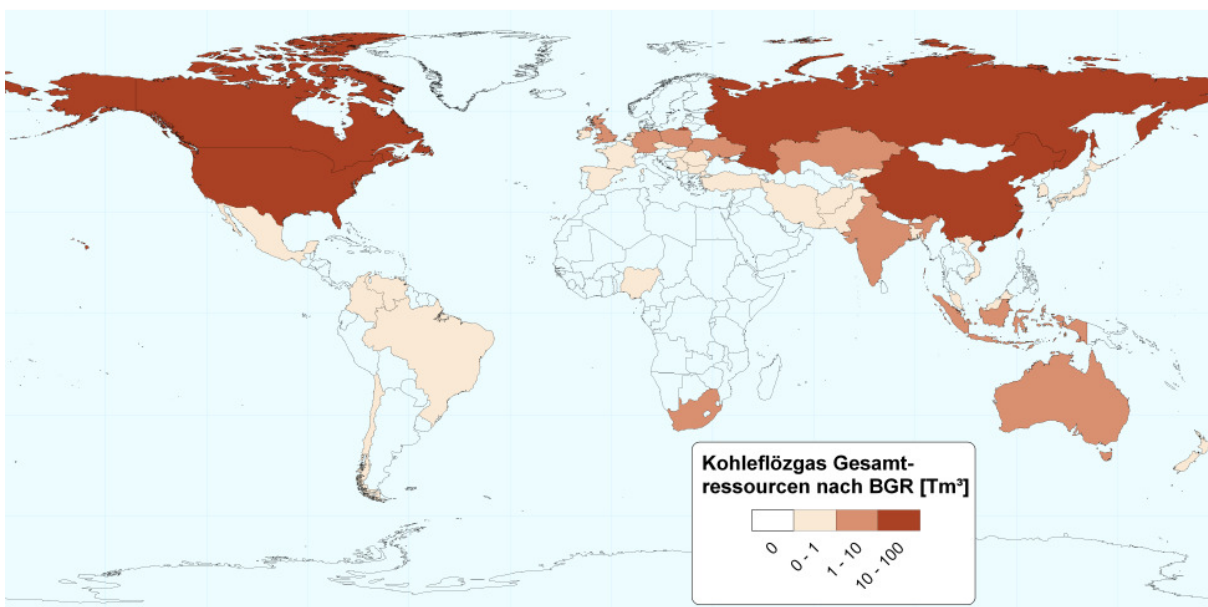


Abb. 1-6: Länderspezifische Verteilung von Kohleflözgas

Die länderspezifische Verteilung der Kohleflözgasvorkommen zeigt **Abb. 1-6**. Nur 1% der abgebildeten Gesamtressourcen werden als Reserven deklariert. Die

Verteilung der Kohleflözgasreserven entspricht nur in Teilen der der konventionellen Erdgasressourcen. Zwar weisen auch hier Russland (ca. 50 Tm³), Kanada (ca. 12 Tm³) und die USA (ca. 11 Tm³) große Vorkommen auf, für den Iran oder für Katar gibt die BGR aber keine Kohleflözgasressourcen an. Kohlereiche Länder wie China (ca. 31 Tm³ Kohleflözgas) oder auch Deutschland (ca. 3 Tm³) erhöhen durch Kohleflözgas ihre Erdgasressourcen um ein Vielfaches. Dadurch können sie je nach wirtschaftlicher Entwicklung der Fördertechniken für nicht-konventionelles Erdgas in Zukunft wichtige erdgasproduzierende Länder werden. An der Vormachtstellung Russlands in Bezug auf Erdgas ändert dies jedoch nichts. Auch beim Kohleflözgas liegt Russland mit 50 Tm³ Erdgas, was etwa 35% des gesamten Kohleflözgases entspricht, unangetastet in Spitzenstellung.

Über die Hälfte der in Abb. 1-5 dargestellten Gesamtressourcen werden dem Erdgas in Aquiferen und den Gashydraten zugeschrieben. „Erdgas in Aquiferen“ bezeichnet in Grundwasser gelöstes Erdgas. Mit zunehmendem Druck erhöht sich die Löslichkeit von Erdgas in Wasser. In 5 km Tiefe können sich unter hydrostatischem Druck 5 m³ Erdgas in einem Kubikmeter Wasser lösen; unter lithostatischem Druck können sich 10 m³ Erdgas in einem Kubikmeter Wasser lösen. Hydrostatischer Druck entsteht nur unter Druck des Grundwassers, wohingegen lithostatischer Druck unter Druck des Grundwassers und der Gesteine entsteht.

Bei der Ressourcenbewertung von Erdgas in Aquiferen wird nicht das gesamte in Grundwasser gelöste Erdgas berücksichtigt, was etwa 10⁷ Tm³ [BGR 03] entspricht, sondern es werden Vermutungen über mögliche Fördermethoden angestellt. So muss die Gaskonzentration z.B. über 5 m³ Erdgas pro Kubikmeter Wasser liegen. Die BGR geht von 800 Tm³ gewinnbaren Ressourcen aus, gibt aber diesbezüglich eine Bandbreite von 24 bis 1500 Tm³ Erdgas aus Aquiferen an. In sehr geringen Mengen (kumuliert ca. 0,5 Gm³) wird und wurde bereits Erdgas aus Aquiferen gewonnen, insgesamt ist aber die Förderung von Erdgas aus Aquiferen nicht wirtschaftlich. Es stellt jedoch die größten Ressourcen nicht-konventionellen Erdgases dar.

In den 80er Jahren wurden die Gashydrate als bedeutendste Erdgasressource gehandelt. Auch heute wird ihnen noch ein enormes Potenzial zugeschrieben, wobei die anfänglichen Zahlen von bis zu 10¹⁹ m³ Methan aber in aktuellen Studien auf bis zu 10¹⁴ m³ nach unten korrigiert wurden. Die BGR gibt für die Gashydrate ein Potenzial von 500 Tm³ (5·10¹⁴ m³) Erdgas an.

Gashydrate entstehen unter hohem Druck und niedrigen Temperaturen aus Wasser und Gas und befinden sich in einem eisähnlichen Zustand. Sie kommen hauptsächlich im marinen Bereich vor. Auf dem Festland entstehen sie nur in Permafrostgebieten, z.B. in Sibirien und im Norden Kanadas. Zur Zeit werden nur vereinzelt Gashydrate zu Forschungszwecken gefördert. Neben der Forschung für die energetische Nutzung

werden vor allem mögliche Umweltschäden durch unkontrolliertes Freisetzen von Methan untersucht. Zwar ist auch bei den Gashydraten ein großes Ressourcenpotenzial vorhanden, ob und wie Gashydrate aber energetisch genutzt werden können ist jedoch noch äußerst ungewiss.

1.2 Globaler Erdgasmarkt

Erdgas unterscheidet sich von den anderen fossilen Primärenergieträgern Kohle und Erdöl durch seine niedrigere Energiedichte. Dies führt dazu, dass der Transport von Erdgas technisch aufwendiger und deutlich teurer ist. In **Abb. 1-7** werden die Transportkosten von Erdgas, Erdöl und Kohle verglichen. Es wird unterschieden zwischen Transportstrecken von 2000 km und 4000 km. Die Transportkosten von Erdgas sind um eine Größenordnung höher als die von Erdöl und die von Kohle. Während bei einer Entfernung von 4000 km der Pipelinetransport höhere Kosten verursacht als der LNG Transport, ist die Verschiffung von verflüssigtem Erdgas bei einer Entfernung von 2000 km die teuerste Transportoption.

Werden Erdöl- und Erdgaspreise von ungefähr gleicher Höhe angenommen, machen die spezifischen Erdgastransportkosten einen wesentlich größeren Teil des Erdgaspreises aus als die spezifischen Transportkosten des Erdöls für den Erdölpreis. So kann der Einfluss der Erdgastransportkosten auf die Preisbildung mitunter entscheidend sein, wohingegen er beim Erdöl meist vernachlässigt werden kann. Aufgrund der hohen Investitionskosten für die Infrastruktur (z.B. Pipelines, Verflüssigungsanlagen) werden in der Erdgaswirtschaft meist langfristige Verträge abgeschlossen.

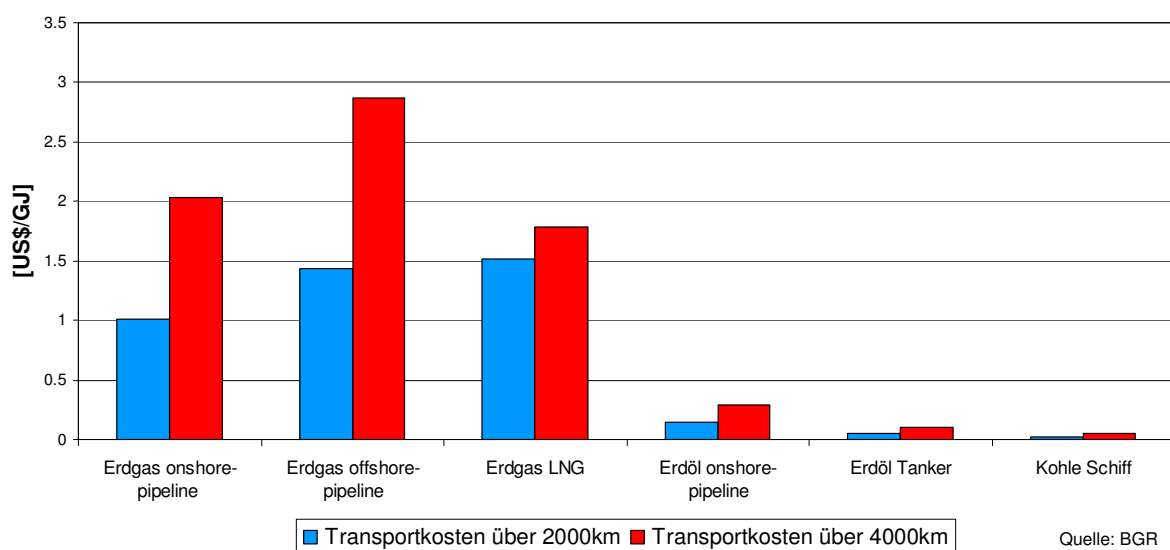


Abb. 1-7: Transportkosten verschiedener fossiler Primärenergieträger

Wirtschaftlich betrachtet gibt es für Erdgas eine maximal mögliche Transportstrecke für Pipelines, die die BGR mit ca. 3000 km angibt. Bei längeren Transportwegen würde Erdgas von anderen Energieträgern substituiert werden. Deshalb hat sich für Erdgas kein Weltmarkt entwickelt, sondern vier regional begrenzte Märkte.

Die Märkte Nordamerika, Südamerika und Europa mit Nordafrika und Russland sind Pipeline-dominiert. Der asiatische Markt ist geografisch bedingt LNG-dominiert. In diesen regionalen Märkten gibt es nur wenige wichtige Exporteure von Erdgas, weshalb die Verbraucher nur geringe oder gar keine Wahlmöglichkeiten bezüglich des Anbieters haben. Begibt sich ein Verbraucher zu sehr in Abhängigkeit eines Anbieters, hat dieser ein enormes Machtpotenzial, wie es z.B. beim Erdgaskonflikt zwischen Russland und der Ukraine zum Jahreswechsel 2005/2006 öffentlich demonstriert wurde. Die Exporte der vier Länder Russland, Kanada, Norwegen und Algerien betragen im Jahr 2003 423 Gm³, was 54% der weltweiten Exporte entspricht. Deutschland war 2003 mit 84 Gm³ zweitgrößtes Importland nach den USA mit 111 Tm³ [IEA 04].

Die vier regionalen Märkte rücken durch den zunehmenden LNG Transport stärker zusammen. Das erdgasreichste Land Russland strebt an, seinen Markt zu erweitern und plant eine Pipeline nach Asien. Im Gegensatz dazu wird schon seit längerem der Import von iranischem Erdgas nach Europa auch von deutschen Energieunternehmen diskutiert. Durch ein Zusammenwachsen des europäischen und des asiatischen Marktes und der Zunahme von großen potenziellen Erdgasproduzenten würden der Wettbewerb und damit auch der Verbraucher profitieren. Ein Weltmarkt für Erdgas kann aber nur durch die weitere Entwicklung und zunehmende Anwendung von LNG Technologien entstehen.

Kapitel 2 Grundlagen der energietechnischen Modellierung

2.1 Energieplanung

„Unter Energieplanung versteht man die gedankliche Gestaltung der Zukunft des Energieversorgungs- und -nutzungssystems im Hinblick auf gesetzte Ziele und Nebenwirkungen. [...] [Sie soll] die Konsequenzen heute bestehender Handlungsalternativen aufzeigen.“ [VOß 03, S. 20]

Sowohl die Energiewirtschaft als auch die Energiepolitik ist geprägt von der langfristigen Lebensdauer energietechnischer Anlagen und den langen Entwicklungszeiten neuer Energietechnologien. Dies geht einher mit zum Teil hohen Investitionskosten, die wiederum lange Abschreibenzeiten bedingen. Daher ist die Tragweite energiewirtschaftlicher Entscheidungen enorm groß und verlangt eine sorgfältige Energieplanung in den Unternehmen und bei der Setzung politischer Rahmenbedingungen.

Die Energieplanung ist nicht mit Prognosen oder Vorhersagen zu verwechseln. Vielmehr dient sie als Grundlage für die Entscheidungsträger und hilft bei der Gestaltung der Zukunft. Durch Prognosen werden dagegen sämtliche Entscheidungen und deren Wirkungen vorhergesagt. Mit Hilfe einer guten Energieplanung werden die Erkenntnisse und Fakten für das zu planende Energiesystem bis zu jenem Punkt aufbereitet, an dem das gesicherte Wissen in wertende Meinung übergeht. Die Entscheidung selbst kann nur in Ausnahmefällen auf gesichertem Wissen beruhen. Meist erfolgt sie nach einem Abwägen und Gewichten verschiedener Kriterien, wie Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit.

Die Energieplanung ist kein einmaliger Vorgang, sie sollte stets den realen Veränderungen im System angepasst werden, woraufhin vorhergegangene Entscheidungen zu überprüfen sind. Um Fehlentscheidungen zu vermeiden, müssen aus diesem Grund die Unsicherheitsfaktoren bei der Entscheidungsfindung mit berücksichtigt werden. Bei einer guten Energieplanung werden mögliche Entwicklungen des Energiesystems durch verschiedene Szenarien abgedeckt.

Zunächst beginnt die Energieplanung mit der Zielplanung, bei der das Ziel für das Energiesystem klar definiert wird. Bei der anschließenden operativen Planung werden die Methoden für die Energieplanung ausgewählt. Dafür werden Abgrenzungen des Energiesystems und der zeitliche Horizont der Planung definiert und mit Blick auf die Zielplanung die Methode der Energiemodellierung festgelegt. Das Modell des zu planenden Energiesystems ist das wichtigste Werkzeug für die Energieplanung.

Ein Modell bildet ein reales System ab, um Erkenntnisse über das Verhalten des Systems zu gewinnen. Das ist vor allem dann sinnvoll, wenn es sich um ein großes, komplexes System handelt, bei dem man nicht durch Experimente mit realen Systemen zu neuen Erkenntnissen gelangen kann. Das Modell sollte das reale System möglichst gut nachbilden und seine Struktur muss logisch nachvollziehbar sein. Bei der Modellierung ist die Problemstellung stets im Auge zu behalten, um die relevanten Sachverhalte zu berücksichtigen und unnötige Details zu vernachlässigen. Eine Modellkomplexität nahe an der Komplexität des realen Systems würde die Modellnutzung zu aufwendig machen, zumal der Aufwand der Modellierung nie den Nutzen des Modells übersteigen sollte.

Grundsätzlich unterscheidet man bei der Modellierung die Simulation und die Optimierung. Während die Simulation die einem System vorgegebenen Strategien analysiert, wird bei der Optimierung die günstigste Strategie gesucht. Je nach Optimierungskriterium kann diese Strategie z.B. die kostengünstigste Lösung oder die Lösung mit den geringsten CO₂-Emissionen zur Folge haben. Um eine dieser Modellanwendungen zu realisieren, muss das Modell zuvor mathematisch beschrieben werden. Dabei wird zwischen deterministischen Modellen und stochastischen Modellen, die Zufallsgrößen beinhalten, unterschieden sowie zwischen statischen und dynamischen Modellen. Statische Modelle geben eine Momentaufnahme des Systems, können allerdings sequentiell modelliert sein, so dass mehrere statische Zeitpunkte hintereinander simuliert oder optimiert werden. Dynamische Modelle beschreiben dagegen Zustandsänderungen über die Zeit.

Eine weitere Klassifizierungsmöglichkeit von Energiemodellen ist die Unterteilung in *top-down* und *bottom-up* Modelle. Während die *top-down* Modelle das zu modellierende System durch die zentralen, allgemein wirtschaftlichen Zusammenhänge darstellen, werden *bottom-up* Modelle ausgehend von den einzelnen angewandten Techniken gebildet.

Die verschiedenen Beschreibungs- und Berechnungsmethoden führen zu verschiedenen Modelltypen: lineare und nicht lineare Optimierungsmodelle, allgemeine Gleichgewichtsmodelle, *integrated assessment models* oder spieltheoretische Modelle. Die verschiedenen Modelle werden im nächsten Kapitel ausführlich beschrieben.

Heuristische Modelle, denen nicht immer exakte mathematische Beschreibungen zu Grunde liegen, sondern die oft durch Erfahrung, Analogien und Vermutungen charakterisiert sind, werden nicht weiter beschrieben, da diese Modelle keinem einheitlichen Muster folgen, sondern ganz individuell dem Problem und dem Anwender angepasst werden. Der Nachteil dieser Modelle ist, dass ihre Lösung nicht notwendigerweise der optimalen Lösung entsprechen muss, andererseits können mit ihrer Hilfe auch gute Lösungen gefunden werden, wenn mathematisch gar keine optimale Lösung existiert.

2.2 Energiemodelle

Eine eindeutige Abgrenzung zwischen den verschiedenen Energiemodellen und deren mathematischen Beschreibungen ist nicht möglich, da die teilweise sehr komplexen Modelle oft verschiedene Methoden miteinander verknüpfen. Das folgende Kapitel veranschaulicht vier wesentliche Modellierungsmodelle, bei deren Erklärung überwiegend auf die Quellen [KEM 03], [SCH 96] und [VOß 03] zurückgegriffen wurde. Die beiden ersten Methoden sind durch ihre mathematische und strukturelle Form charakterisiert, wohingegen mit der dritten und vierten Methode unterschiedliche ökonomische Ansätze verfolgt werden.

2.2.1 Lineare Optimierungsmodelle

Die Methode der linearen Programmierung wird bei der Optimierung von Energiesystemen angewandt. Dabei wird eine Zielfunktion entweder maximiert oder minimiert. Die Zielfunktion kann z.B. die Gesamtkosten, den Profit oder auch die Summe der CO₂-Emissionen beschreiben. Durch Nebenbedingungen wird der Rahmen für die Optimierung der Zielfunktion festgesetzt. Sie können durch Gleichungen oder Ungleichungen aufgestellt werden und bestehen aus Variablen, die teilweise auch in der Zielfunktion vorkommen. Die Lösung dieses Gleichungssystems wird mit Hilfe von Lösungsverfahren rechnergestützt durchgeführt. Dabei wird innerhalb des von den Restriktionen gebildeten zulässigen Bereichs der Punkt ermittelt, der dem optimalen Lösungswert entspricht. Die meisten Programme nutzen dafür den Simplex-Algorithmus.

Mathematisch lässt sich jedes lineare Problem durch die Zielfunktion

$$\min \quad \mathbf{c}^T \mathbf{x}, \quad \text{Gl. 2-1}$$

deren Wert in diesem Fall minimiert werden muss, und die Restriktionen

$$\mathbf{Ax} \geq \mathbf{b} \quad \text{mit} \quad \mathbf{x} \geq \mathbf{0} \quad \text{Gl. 2-2}$$

beschreiben, wobei alle Elemente des Vektors \mathbf{x} größer gleich Null sein müssen. Ein lineares Problem in dieser Form kann mit Hilfe eines neuen Vektors $\boldsymbol{\omega}$ stets in ein duales Problem folgender Form umgewandelt werden:

$$\max \quad \mathbf{b}^T \boldsymbol{\omega} \quad \text{Gl. 2-3}$$

$$\text{mit} \quad \mathbf{A}^T \boldsymbol{\omega} \leq \mathbf{c} \quad \text{und} \quad \boldsymbol{\omega} \geq \mathbf{0} \quad \text{Gl. 2-4}$$

Hierfür wird der Vektor \mathbf{b} sowie die Matrix \mathbf{A} transponiert.

Die duale Lösung hat aus wirtschaftlicher Sicht eine besondere Bedeutung. Beschreibt die Zielfunktion aus Gl. 2-1 die Kosten eines Systems, die minimiert werden sollen, werden durch die duale Lösung (Gl. 2-3) die Grenzkosten für die einzelnen Restriktionen (Gl. 2-2) definiert. Angenommen, die i -te Restriktion stellt sicher, dass der Bezug ($a_{i1} \cdot x_1 + a_{i2} \cdot x_2 + \dots$) eines Gutes größer gleich der Nachfrage b_i sein muss, und b_i wird um eins erhöht, führt dies zu Mehrkosten von ω_i . Somit werden durch ω_i die Grenzkosten für eine zusätzlich verkaufte Einheit b_i definiert. Sind neben den Produktionskosten auch sämtliche anderen Kosten und Abgaben berücksichtigt worden, entsprechen die Grenzkosten unter der Annahme eines idealen Marktes dem Preis für dieses Produkt [KOL 95].

Der meist für die Lösung eingesetzte Simplex-Algorithmus arbeitet nach dem so genannten Eckensuchverfahren. Durch die Restriktionen des linearen Problems wird ein n -dimensionaler Lösungsraum für das Extrem der Zielfunktion aufgestellt. Das gesuchte Optimum muss an einem Eckpunkt dieses Raumes liegen. In seltenen Fällen, wenn z.B. die Isokostenlinie parallel zu der grafischen Darstellung einer Restriktion verläuft, kann es auch auf einer Geraden liegen, die jedoch auch Eckpunkte zu anderen Geraden beinhaltet. Das Verfahren des Simplex-Algorithmus beginnt bei einer Ecke des Lösungsraumes und springt zu einer benachbarten Ecke, durch die ein geringerer Wert (bzw. höherer Wert bei einer Maximierung) der Zielfunktion erreicht wird. Dies wird solange durchgeführt, bis die Zielfunktion ein Minimum (bzw. Maximum) erreicht hat.

Nachteile der linearen Programmierung sind, dass die Restriktionen und die Zielfunktion stets linear formuliert werden müssen und dass die Lösung der Optimierung bei stetiger Variation einer Eingangsgröße springen kann. Vorteile dagegen sind, dass bei einem geschlossenen Lösungsraum stets ein Optimum existiert und auch gefunden wird. Durch ausgereifte Lösungssoftware und schnelle Rechner sind mittlerweile auch komplexere lineare Probleme lösbar. Die Größe eines berechenbaren Problems wird aber immer noch durch die zur Verfügung stehende Rechenleistung begrenzt.

Wird die lineare Beschreibung dem abzubildenden Systems nicht gerecht, besteht die Möglichkeit, das System durch ganzzahlige Variablen (*mixed integer* Programmierung) oder auch nicht linear zu beschreiben. Beide Möglichkeiten führen zu einem deutlich höheren Rechenaufwand. Zudem kann bei der nicht-linearen Optimierung kein einheitlicher Lösungsweg angewandt werden. Hier müssen für jedes Modell individuelle Lösungen gesucht werden, die nur sehr schwer als optimale Lösungen identifiziert werden können.

2.2.2 Integrated Assessment Models

Um die unterschiedlichsten Einflüsse auf die Energiewirtschaft abbilden und deren Wirkungen analysieren zu können, werden verschiedenen Modelle in so genannten *integrated assessment models* zusammengefasst. Die einzelnen Modelle beschreiben dann Teilaspekte, wie z.B. spezielle energietechnische Systeme, rein wirtschaftliche Zusammenhänge oder mögliche Auswirkungen auf die Umwelt. Durch die Verbindung solcher Submodelle können die komplexen Strukturen innerhalb der Energiewirtschaft realitätsnäher dargestellt werden als mit einem einzigen Modell, da für die jeweiligen Subsektoren der optimale Modelltyp herangezogen werden kann. Die Schwierigkeit besteht darin, Schnittstellen für die einzelnen Modelle zu finden und den zusätzlichen Rechenaufwand zu minimieren, damit der Gesamtaufwand den Nutzen nicht übersteigt.

Werden die verbundenen Modelle einzeln angesteuert, spricht man von einem *soft link*. Sind sie dagegen so miteinander gekoppelt, dass sie mit einem gemeinsamen Datensatz bedient werden können, handelt es sich um einen *hard link*.

Integrated assessment models werden hauptsächlich für globale Betrachtungen eingesetzt. Ein Beispiel hierfür ist die Bewertung der globalen Treibhausgasemissionen. Es können durch *integrated assessment models* einerseits Strategien für Entscheidungsträger bestimmt und optimiert werden, andererseits ist es möglich, vorhandene Strategien und die daraus resultierenden Entscheidungen zu evaluieren.

2.2.3 Allgemeine Gleichgewichtsmodelle

Allgemeine Gleichgewichtsmodelle stützen sich auf die Theorie der Neoklassik, wonach sich ein Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage für alle Märkte durch so genannte markträumende Preise einstellt. Dieses Gleichgewicht ist ein volkswirtschaftliches Gleichgewicht aller Wirtschaftssubjekte, wie z.B. Unternehmen oder Haushalte. Die Schnittpunkte (markträumende Preise) der Angebots- und Nachfragekurven werden iterativ bestimmt, wobei die Angebots- und Nachfragekurven durch vorgegebene Funktionsformen charakterisiert werden.

Allgemeine Gleichgewichtsmodelle sind *top-down* Modelle und werden eingesetzt um äußere Einflüsse auf das Energiesystem, wie z.B. Steuern, zu untersuchen. Diese Einflüsse bewirken Veränderungen des Ausgangsgleichgewichts und führen zu einem neuen Gleichgewicht. Dabei sind sowohl die Art des neuen Gleichgewichts als auch der Weg zu einem neuen Gleichgewicht von Interesse.

Allgemeine Gleichgewichtsmodelle eignen sich aufgrund der Zeitkonstanten für das Einstellen eines Marktgleichgewichts nicht für die kurzfristige Modellierung, sondern für die mittel- und langfristige Energieplanung. Sie werden bevorzugt für die Politikberatung eingesetzt. Ein Vorteil von allgemeinen Gleichgewichtsmodellen besteht darin, dass die gesamte Volkswirtschaft mit allen Abhängigkeiten und Rückkopplungen berücksichtigt wird. In der Regel kann dies aber nur unter Annahme von idealen Märkten modelliert werden.

2.2.4 Spieltheoretische Modelle

Während die oben beschriebenen Modellierungsmethoden ein System im Ganzen optimieren, besteht bei den spieltheoretischen Modellen die Möglichkeit, verschiedene Strategien der Spieler (z.B. Unternehmen) zu optimieren. Für einzelne Unternehmen können jeweils Ziele definiert werden, die anhand vorgegebener Strategien erreicht werden sollen. Beim Spiel in Normalform werden die innerhalb einer Runde von den Spielern getroffenen Entscheidungen simultan durchgeführt, so dass jeder Spieler die Entscheidungen der anderen Spieler erst nach seiner eigenen Entscheidung zur Kenntnis nimmt. Das Spiel in Extensivform wird anders definiert. Hier fallen die Entscheidungen zeitversetzt, so dass der gerade handelnde Spieler zumindest teilweise in Kenntnis der vorangegangenen Züge der aktuellen Runde gesetzt ist und darauf reagieren kann.

Kennt jeder Spieler die Anzahl aller Spieler, aller möglichen Strategien und Präferenzen sowie die Interaktionsstruktur des Spiels, spricht man von einem Spiel mit vollständigen Informationen, im Gegensatz zu einem Spiel mit unvollständigen Informationen. Wenn Spieler sich über ihre Entscheidungen vorher austauschen können (aber nicht müssen), nennt man dies ein kommunikatives Spiel. Müssen die Spieler sich an ihre vorher gegebenen Informationen auch halten, handelt es sich um kooperative Spiele im Gegensatz zu nicht kooperativen Spielen, bei denen Absprachen gebrochen werden können.

Spieltheoretische Modelle ermöglichen eine sehr detaillierte und interaktive Abbildung der Energiewirtschaft, wobei umfangreiche Strategien für jeden Spieler bzw. jedes Unternehmen aufgestellt werden können. Im Gegensatz zu den allgemeinen Gleichgewichtsmodellen, bei denen ein in der Realität oft langwieriges Einpendeln des Gleichgewichts vorausgesetzt wird, liegen die Vorteile spieltheoretischer Modelle in kurzfristigen Betrachtungen eines Marktes. Die Komplexität der Strategien und die

Anzahl der Spieler sind jedoch durch die für die Spieldurchführung benötigte Rechnerleistung begrenzt. Spieltheoretische Modelle bieten sich daher besonders für eine detaillierte, kurzfristige Analyse von Oligopolen mit einer geringen Zahl von Anbietern in einem abgegrenzten Markt an.

2.3 Aktuelle Erdgasmodelle

Das stark wachsende Interesse am Energieträger Erdgas hat zu einer großen Anzahl von Modellen, die Erdgasmärkte abbilden, geführt. Anders als beim Erdölmarkt sind die Strukturen der Erdgasmärkte noch starken Veränderungen unterworfen, die man mit Hilfe dieser Modelle zu erklären versucht. Im folgenden Kapitel werden drei verschiedene Erdgasmodelle, die unterschiedliche methodische Ansätze verfolgen, vorgestellt.

Das am weitesten entwickelte Modell ist das EUGAS Modell, welches den europäischen Erdgasmarkt durch lineare Optimierung abbildet. Im GASMODO Modell wird der europäische Erdgasmarkt mit Hilfe der spieltheoretischen Methode modelliert. Das *Baker Institute World Gas Trade Model* bildet den weltweiten Erdgasmarkt ab. Dabei handelt es sich um ein Gleichgewichtsmodell.

2.3.1 EUGAS Modell

Das lineare Optimierungsmodell EUGAS (*European Gas Supply Model*) wurde am Energiewirtschaftlichen Institut der Universität zu Köln entwickelt [PER 02]. Es ist ein auf langfristige Betrachtungen ausgelegtes, über mehrere Jahrzehnte optimierendes Angebotsmodell für den europäischen Erdgassektor.

Zielfunktion und Nebenbedingungen sind linear formuliert, wobei der Pipelinebau durch gemischt ganzzahlige Variable (*mixed integer variables*) programmiert wurde. Optimiert wird der Gesamtprofit der europäischen Gaswirtschaft. Hierzu werden die Erlöse als Produkt von Erdgaslieferung und extern definierten Industriepreisen bestimmt und davon die Gesamtkosten der Erdgasbereitstellung, die durch das Modell minimiert werden, abgezogen.

Das EUGAS Modell ist ein *bottom-up* Modell, das die europäische Erdgasproduktion und den Transport von Erdgas sehr detailliert abbildet. Die Altersstruktur der extern und intern gebauten Förder- und Transportkapazitäten wird berücksichtigt und intertemporal modelliert. Somit beeinflussen Entscheidungen vorheriger Zeitpunkte die Infrastruktur in den nachfolgenden Zeitpunkten. Optimiert wird hierbei über den gesamten Zeitraum.

Das EUGAS Modell umfasst 32 Länder und 13 Hauptförderregionen in Europa. Zusätzlich werden 12 Nebenförderregionen außerhalb Europas für den Erdgasimport modelliert, die durch Pipelines und LNG-Tanker miteinander verbunden werden können. Der Verbrauch für die einzelnen Länder wird extern vorgegeben.

Der beschriebene Stand des EUGAS Modells entspricht dem von 2002 [PER 02]. Das Modell wird jedoch ständig weiterentwickelt [BOT 05] und diente auch als Grundlage für globale Betrachtungen [SEE 06].

2.3.2 GASMOD

Das strategische Modell für die europäische Erdgasversorgung GASMOD ist ein spieltheoretisches Modell. Es wurde am Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung in Berlin entwickelt [HOL 06]. GASMOD beschreibt ein zweistufiges Spiel, das den europäischen Erdgasmarkt abbildet.

Auf der ersten Ebene wird der Erdgasimport nicht-europäischer Länder nach Europa sowie die Erdgasproduktion erdgasreicher Länder innerhalb Europas modelliert. Das Modell unterscheidet hier 13 Regionen. Im zweiten Schritt wird der Handel der 17 importierenden Regionen untereinander spieltheoretisch optimiert. Jeder Region, die aus einem bis drei europäischen Ländern besteht, wird ein Unternehmen als Monopolist zugeordnet.

Auf beiden Ebenen wird nach dem Mengenprinzip (Cournot) gespielt. Das heißt, jedes Unternehmen legt gleichzeitig die auf dem Markt zu bringende Menge fest, die dann mit den Mengen der anderen Unternehmen den Preis bestimmen. Dieses Vorgehen ermöglicht eine betriebswirtschaftliche Optimierung und wird meist für Oligopole, wie etwa den Erdgasmarkt, angewandt. Dabei werden für jedes Unternehmen die Gewinne maximiert, wobei von einem liberalisierten Markt mit freiem Netzzugang ausgegangen wird. Der Schwerpunkt liegt auf der Angebotsseite; verschiedene Verbrauchssektoren werden nicht unterteilt.

Innerhalb der zwei Stufen werden die Unternehmensentscheidungen gleichzeitig getroffen. Beim Übergang von der ersten zur zweiten Stufe fallen die Entscheidungen sequentiell, so dass die Unternehmen der zweiten Stufe auf die Exporteure reagieren können bzw. müssen. Die Exportregionen haben dabei vollständige Informationen über den Erdgasverbrauch der Importregionen.

GASMOD ist ein statisches Modell, das den Erdgasmarkt für einen Zeitschritt abbildet. Begrenzende Größe ist dabei die bestehende Transportstruktur. Es beschreibt den Status quo des aktuellen Erdgasmarktes.

2.3.3 Baker Institute World Gas Trade Model

Das *Baker Institute World Gas Trade Model* wurde am *James A. Baker III Institute for Public Policy* an der *Rice University* in Houston entwickelt [HAR 05]. Es bildet den globalen Erdgasmarkt durch die Simulation der Gleichgewichte für die einzelnen Erdgasmärkte ab. Modellierungszeitraum sind 40 Jahre, wobei jedes Jahr als ein Zeitschritt erfasst wird. Es werden mehrere Regionen abgebildet, deren Abgrenzung aber nicht deutlich beschrieben wird.

Der Schwerpunkt des Modells liegt auf dem Nachfragesektor, in dem zunächst das Bevölkerungs- und das Wirtschaftswachstum prognostiziert werden. Daraus wird dann der Primärenergiebedarf bestimmt, aus dem in einem dritten Schritt mit Hilfe von Preisprognosen und unter Berücksichtigung von Technologieentwicklungen der Erdgasbedarf definiert wird.

Dem gegenüber steht der Angebotssektor. Ausgegangen wird von den Daten für Reserven und Ressourcen, die auch die wachsenden Reserven des USGS beinhalten [USGS 00]. Diese werden durch drei Kostengleichungen entsprechend ihrer Lagertiefe charakterisiert. Die Regionen werden durch existierende und mögliche Transportrouten verbunden. Die Anzahl der möglichen Transportrouten ist sehr eingeschränkt, so dass durch ihre Vorauswahl die Ergebnisse des Modells beeinflusst werden.

Für die Kopplung der Angebotsseite mit der Nachfrageseite wird der prognostizierte Verbrauch mit einer Elastizität versehen. Dadurch sollen Substitutionen durch andere Energieträger berücksichtigt werden. Um den Erdgaspreis nach oben begrenzen zu können, sind *backstop*-Technologien³ eingeführt worden. Das Erdgasangebot und die Nachfrage werden für jede Region und jeden Zeitschritt abgestimmt und somit der Erdgasmarkt simuliert.

2.3.4 Abgrenzung zum ProToG Modell

Die in diesem Kapitel vorgestellten Erdgasmodelle bilden alle in unterschiedlicher Weise Erdgasmärkte ab, zu denen sich das ProToG Modell im Zusammenspiel mit dem OBJECTS.MinicAM folgendermaßen abgrenzt: Im ProToG Modell wurde die äußerst detaillierte Beschreibung der Erdgasinfrastruktur des EUGAS Modells übernommen. Zusätzlich zum Ausbau zu einem globalen Modell wurden als Erweiterung zum EUGAS Modell die Erdgasressourcen umfangreicher abgebildet, es werden die allgemeinen Kosten und nicht die Gewinne der Unternehmen optimiert. Der Erdgasverbrauch wurde durch die Einbindung des OBJECTS.MinicAM elastisch gestaltet.

³ Durch *Backstop*-Technologien wird der Erdgasverbrauch reduziert wenn ein definierter Erdgaspreis überschritten wird. Somit wird durch *backstop*-Technologien vereinfacht die Substitution durch andere Energieträger berücksichtigt.

Das GASMOD Modell bildet zwar die europäische Erdgaswirtschaft als Oligopol sehr genau ab, erreicht aber als europäisches Modell mit lediglich einem Zeitschritt weder den zeitlichen noch den räumlichen Umfang des ProToG Modells.

Durch das *Baker Institute World Gas Trade Model* wird zwar der globale Erdgasmarkt abgebildet, der Angebotssektor erlangt jedoch zum heutigen Zeitpunkt keineswegs den Detaillierungsgrad der modellierten Erdgasressourcen und der Förder- und Transportstruktur des ProToG Modells. Durch die stark limitierten Transportwege, bleiben dem Modell nur geringe Auswahlmöglichkeiten bezüglich der Erdgasflüsse. Zudem ist in diesem Modell die Substitution durch andere Energieträger nur vereinfacht durch allgemeine *backstop*-Technologien möglich und die jeweiligen Erdgasimporte eines Landes können nicht zum Produzentenland zurückverfolgt werden.

Kapitel 3 Modellierung des globalen Erdgasmarktes

Aufgrund der geringen spezifischen CO₂-Emissionen von Erdgas und der enormen Entwicklung der Erdgastechnologien steigt die Erdgasnachfrage stetig. Im Vergleich zu den anderen fossilen Energieträgern weist Erdgas eine geringere volumenbezogene Energiedichte auf. Deshalb spielen die Transportkosten von Erdgas eine größere Rolle als bei Erdöl oder Kohle. Aus diesem Grund sind die geographische Lage der Erdgasvorkommen und die daraus resultierenden Transportwege zum Verbraucher von entscheidender Bedeutung für die Preisbildung und Verfügbarkeit von Erdgas.

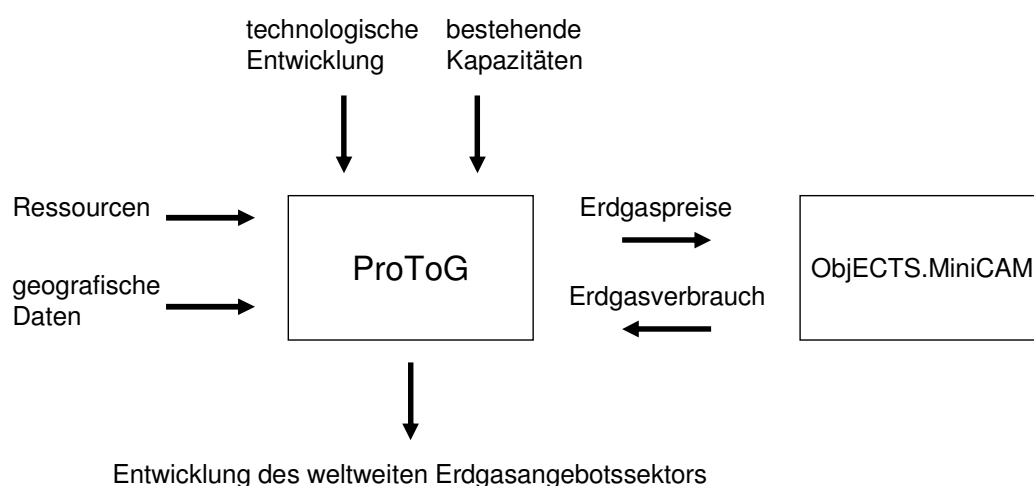


Abb. 3-1: Modellumgebung zur Abbildung des globalen Erdgasmarktes

Für diese Problematik wurde als Kernstück der Arbeit das Erdgasangebotsmodell **ProToG** (*Production and Transport of Gas*) entwickelt. Es ist ein lineares

Optimierungsmodell, welches mit einer hohen räumlichen Auflösung die Gesamtkosten der Erdgasförderung und des Erdgastransportes zum Verbraucher optimiert. Der Erdgasverbrauch wird durch das globale Energiemodell ObjECTS.MinicAM (*Mini-Climate-Assessment Model implemented in the Object-oriented Energy Climate and Technology Systems framework*) simuliert, wozu es an das ProToG Modell angebunden wurde (**Abb. 3-1**). Neben einem elastischen Erdgasverbrauch sind somit auch Substitutionsmöglichkeiten für den Energieträger Erdgas einbezogen worden. Zwar wird der Erdgasmarkt durch ObjECTS.MinicAM ebenfalls abgebildet, jedoch werden bei dieser Modellierung die Besonderheiten des Erdgastransportes und der Förderung von nicht-konventionellem Erdgas nicht berücksichtigt.

Mit Hilfe dieser Modellumgebung soll der Frage nachgegangen werden, wie sich der Erdgasangebotssektor entwickeln kann. Es soll untersucht werden, wo die Voraussetzungen für LNG Terminals und zusätzliche Pipelines gegeben sind und wie die internationalen Erdgasflüsse in Zukunft aussehen können. Dabei werden in jedem Land die Transportkosten für Erdgasimporte den Förderkosten von einheimischem Erdgas gegenüber gestellt, was dazu führen kann, dass die Förderung auch von schwer zugänglichen Erdgasvorkommen und von nicht-konventionellen Erdgaslagerstätten für manche Länder zunehmend wirtschaftlicher wird.

3.1 ProToG Modell

Für die Abbildung des globalen Erdgasangebotssektors wurde das Modell *Production and Transport of Gas* (ProToG) entwickelt. ProToG ist eine Weiterentwicklung des europäischen Erdgasmodells EUGAS [PER 02]. Der Schwerpunkt des ProToG Modells liegt auf der Darstellung der Erdgasressourcen und der Transportinfrastruktur. Es bildet die Angebotsseite des weltweiten Erdgassektors, also die Erdgasförderung und den internationalen Erdgastransport zu den erdgasverbrauchenden Ländern, als *bottom-up* Modell ab.

ProToG ist ein lineares Optimierungsmodell für die langfristige Entwicklung des Erdgasangebotssektors. Es ist geschrieben in der mathematischen Programmiersprache GAMS⁴ und arbeitet mit Hilfe des Simplex-Algorithmus (s. 2.2.1). Die Zielfunktion, die minimiert wird, beschreibt die Gesamtkosten des Erdgasangebotssektors. Durch die Lösung der Zielfunktion werden die volkswirtschaftlichen Mindestkosten in einem idealen Erdgasmarkt charakterisiert und die Grenzkosten für den Erdgasbezug für jede modellierte Region definiert.

Die Modellregionen entsprechen weitestgehend den geografischen Abgrenzungen der einzelnen Länder. Sehr kleine Länder, wie z.B. Luxemburg, wurden vernachlässigt.

⁴ General Algebraic Modeling System.

Kleine Länder, wie die Baltischen Staaten, wurden zusammengefasst und sehr große und für den Erdgasmarkt bedeutende Länder, wie die USA und Russland, wurden in 2 oder 3 Regionen unterteilt. Insgesamt werden 116 Regionen im ProToG Modell abgebildet, für die die Erdgasversorgung sichergestellt wird. Dafür wird für jede Region und jeden Zeitschritt der Erdgasverbrauch extern vorgegeben.

Aufgrund der langfristigen Planungs- und Betriebszeiten und um Aussagen über die Nutzung von nicht-konventionellen Erdgasressourcen treffen zu können, wurde der Optimierungszeitraum auf 45 Jahre festgelegt. Er beginnt im Jahr 2005 und erstreckt sich in neun weiteren Fünf-Jahres-Zeitschritten bis zum Jahr 2050. Optimierte werden dabei die Kosten über den gesamten Zeitraum, so dass durch die Modellentscheidungen langfristige Strategien verfolgt werden. Um die Altersstruktur der bereits gebauten Kapazitäten berücksichtigen zu können, beginnt der Modellierungszeitraum schon im Jahr 1985.

Das ProToG Modell ist intertemporär und interregional angelegt. Während des gesamten Modellierungszeitraums von 1985 bis 2050 haben Entscheidungen und Ereignisse der vorherigen Perioden Einfluss auf die aktuelle Periode und dienen als Grundlage für nachfolgende Entscheidungen.

Wird durch die Modelloptimierung entschieden, eine Pipeline zu bauen oder ein Ergasfeld zu erschließen, beginnen unmittelbar die Ratenzahlungen für die Investitionskosten. Die Nutzung dieser Kapazitäten erfolgt allerdings erst in der darauf folgenden Periode. Die Investitionskosten der Technologien werden, um den so genannten *end-effect*⁵ zu vermeiden, über ihre gesamte Lebensdauer abgezahlt.

Die wesentlichen Entscheidungsvariablen sind die Förderkapazitäten und die Transportkapazitäten. Beim Transport werden zum einen Pipelines inklusive ihrer Kompressoren modelliert und zum anderen die LNG Kette von den Verflüssigungsanlagen über die LNG Tanker hin zu den Verdampfungsanlagen abgebildet. Modellintern könnten 464 mögliche Pipelineverbindungen gebaut werden und 8556 mögliche Tanker-Routen befahren werden. Der extern vorgegebene, die Realität widerspiegelnde Bestand zählt 79 Pipelineverbindungen und 36 LNG-Routen. Die Tanker sind dabei auf ihre Verbindungen festgelegt und können während ihrer Lebenszeit keine anderen LNG Terminals anfahren. Dies wird auch in der Praxis überwiegend so gehandhabt [EIA 03].

3.1.1 Topologie

Das ProToG Modell bietet die Möglichkeit, die globale Bereitstellung von Erdgas in allen Ländern zu analysieren. Hierfür sind, neben der Art der Modellierung und den

⁵ Der *end-effect* tritt auf, wenn Lebensdauern einer Technologie über den Modellierungszeitraum hinaus Bestand haben.

dafür notwendigen mathematischen Methoden, einerseits die Form und Qualität des Dateninputs und andererseits die Topologie des Modells, die die einzelnen Modellelemente und deren Wirkungszusammenhänge definiert, von besonderer Bedeutung.

Die einzelnen Input-Daten für das ProToG Modell, die in Kapitel 3.1.3 detailliert aufgeführt werden, werden hier nur qualitativ beschrieben. **Abb. 3-2** skizziert die wesentlichen externen Modellparameter. Die Verwaltung dieser Parameter geschieht durch eine Datenbank, durch die die Daten in (für das GAMS Programm lesbare) Textdateien umgewandelt werden. Die Ausgabe der optimierten Variablen erfolgt in Excel-Dateien, die eine unkomplizierte Analyse der Systemoptimierung ermöglichen.

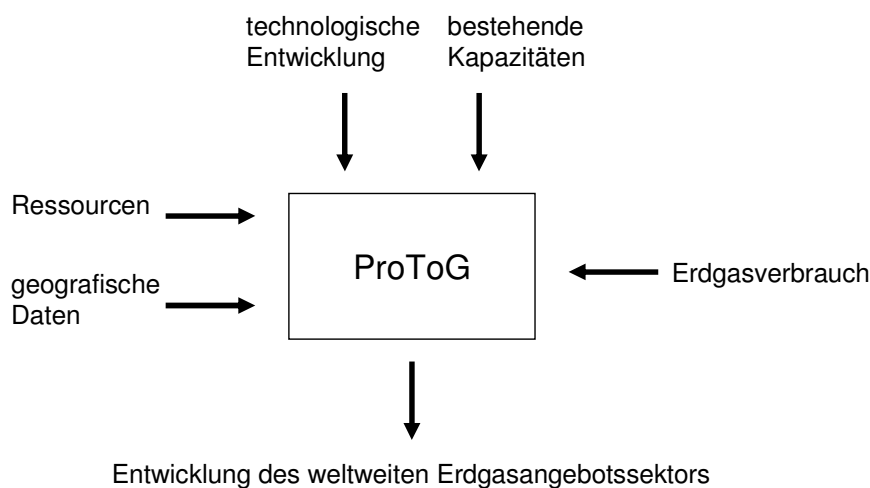


Abb. 3-2: Schema des ProToG Modells

Es gehen die länderspezifischen Ressourcendaten, unterteilt in vier verschiedene Ressourcenklassen, in das Modell ein sowie die geografischen Daten der einzelnen Länder bzw. deren Entfernungen untereinander, die für den Pipeline und den LNG Transport benötigt werden. Die Kapazitäten für die Förderung und den Transport von Erdgas, die vor Beginn des Optimierungszeitraumes bereits existieren, und deren laufende Kosten stellen ebenfalls wichtige Eingangsgrößen für das Modell dar. Es wird von einer Verringerung der Kosten bei allen Technologien ausgegangen. Die daraus resultierenden technologiespezifischen Lernkurven werden extern vorgegeben.

Ein interregionales Modell wie das ProToG Modell besteht aus Knoten, die die verschiedenen Regionen bzw. Länder repräsentieren. **Abb. 3-3** stellt die 116 Knotenpunkte des ProToG Modells dar. Zwischen diesen Knotenpunkten können während der Optimierung Pipelineverbindungen hergestellt werden. Es wurden alle erdgasverbrauchenden Länder berücksichtigt, kleinere Länder wurden mit Nachbarländern zusammengelegt. Für den Pipelinebau gehen die meisten Länder in Zentralafrika in das Modell ein, der Erdgasverbrauch einiger afrikanischer Länder ohne

Erdgasressourcen wurde jedoch in Regionen zusammengefasst. Das Wissen über die dortige Entwicklung der Erdgasnutzung lässt keine detailliertere lokale Auflösung zu.

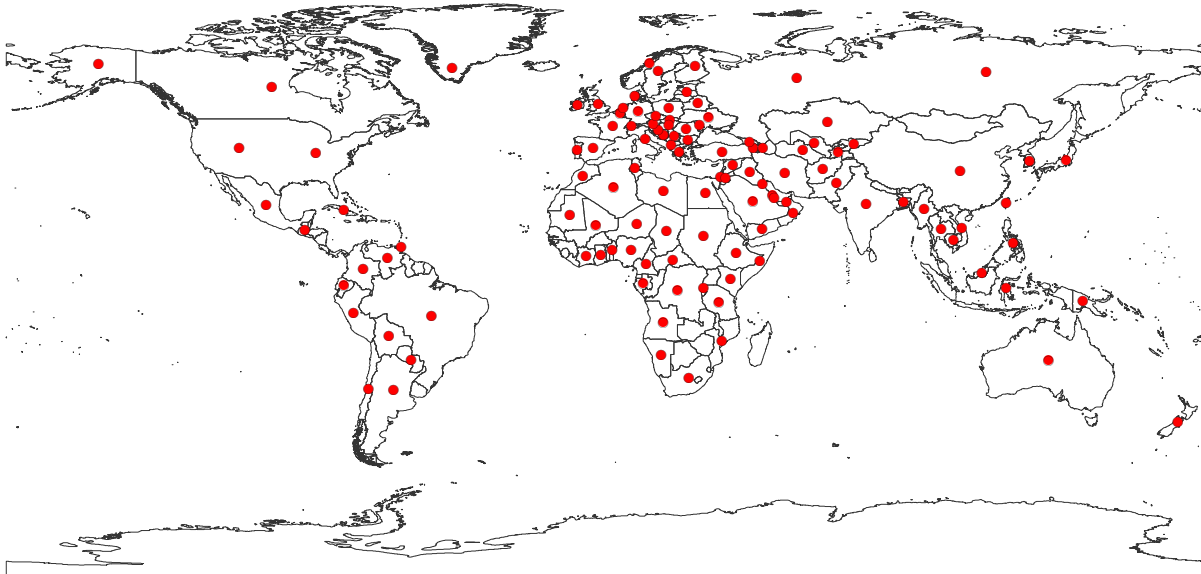


Abb. 3-3: Knotenpunkte im ProToG Modell

Den USA sind drei und Russland zwei Knotenpunkte zugewiesen worden. Zum einen weil es sich bei diesen Ländern um sehr große Länder handelt und zum andern haben sie als größter Erdgasverbraucher (USA) bzw. größter Erdgasproduzent (Russland) eine besondere Bedeutung für den globalen Erdgasmarkt und sollten daher genauer abgebildet werden.

Jeder dieser modellierten Knotenpunkte besitzt eine eigene Erdgasinfrastruktur und ist mit benachbarten Knotenpunkten durch existierende oder mögliche Pipelinestrecken verbunden. Die Erdgasinfrastruktur eines einzelnen Knotens wird durch **Abb. 3-4** veranschaulicht.

Im Zentrum von Abb. 3-4 steht das zu handelnde Gut Erdgas. Dieses kann aus konventionellen Reserven gefördert werden, die wiederum - dem länderspezifischen Reservenwachstum entsprechend - kontinuierlich aus konventionellen Erdgasressourcen aufgestockt werden. Beim nicht-konventionellem Erdgas wie dem Erdgas aus dichten Speichern und dem Kohleflözgas wird modellintern nicht zwischen Reserven und Ressourcen unterschieden. Die nicht-konventionellen Reserven werden bei den konventionellen Erdgasreserven mit berücksichtigt.

Saisonale Schwankungen werden nicht mit dem Erdgasspeicher ausgeglichen, da dies aufgrund der fünfjährigen Zeitauflösung des Modells nicht sinnvoll wäre. Der Speicher ermöglicht vielmehr, politische Aspekte, die die Sicherheit der Erdgasversorgung betreffen, zu analysieren. Die inländische Verteilung des Erdgases

wird im ProToG Modell nicht modelliert. Dies wird später in Form von durchschnittlichen, inländischen Transportkosten im OBJECTS.MinicAM Modell realisiert.

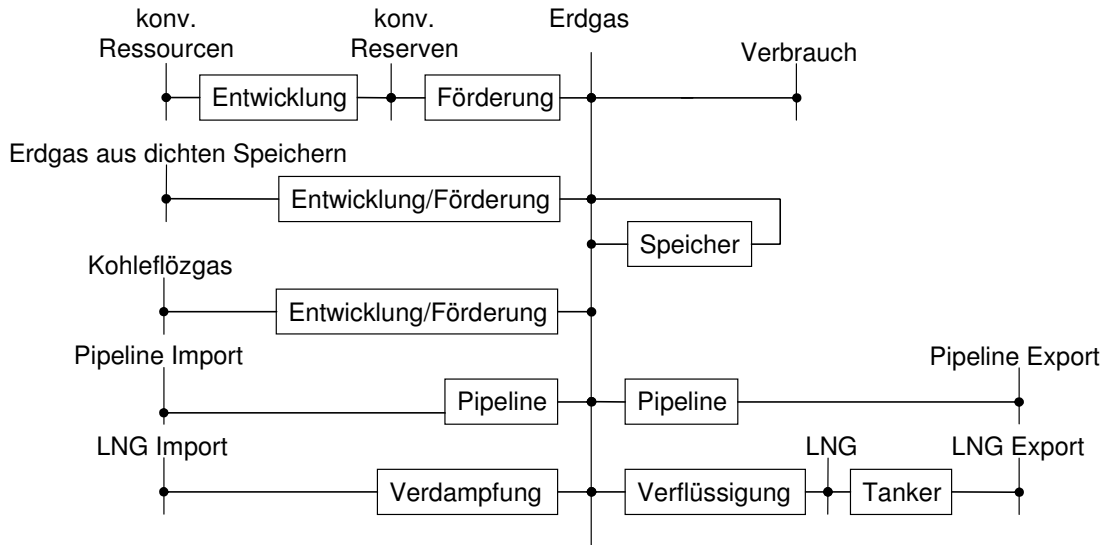


Abb. 3-4: Modellstruktur eines Knotenpunktes im ProToG Modell

Der Export des Erdgases kann über Pipelines oder verflüssigt über LNG Tanker geschehen. Auf demselben Weg ist es möglich, das Erdgas zu importieren. Dazu ist es nötig, das verflüssigte Erdgas zu verdampfen. Das Erdgas muss nicht im Land genutzt werden, es kann auch direkt weiter exportiert werden. Auf Inseln, wie z.B. in Neuseeland, ist ein Pipeline Transport nicht möglich.

Zur Verschiffung von verflüssigtem Erdgas sind Verflüssigungsanlagen an den Startpunkten und Verdampfungsanlagen in den Zielhäfen notwendig. Für mögliche Standorte von LNG Terminals wurden Länder mit Küstenzugang berücksichtigt. Alle möglichen und bereits existierenden Standorte von LNG Terminals sind jeweils für eine Landesküste in einem Knoten zusammengefasst worden und werden in **Abb. 3-5** dargestellt.

Ländern, die mehrere unterschiedliche Wasserzugänge aufweisen, wurden dementsprechend mehrere LNG Häfen zugeordnet. So verfügen die USA über einen Zugang am Atlantik und zwei Zugänge am Pazifik. Aber auch kleinere Länder wie Frankreich oder Spanien haben mit einem Atlantikzugang und einem Mittelmeerzugang zwei mögliche LNG Knotenpunkte. An jedem LNG Punkt können Verflüssigungsanlagen und Verdampfungsanlagen gebaut werden und jede Verflüssigungsanlage kann mit Hilfe von LNG Tankern mit einer Verdampfungsanlage verbunden werden. So entstehen 8556 mögliche LNG Routen. Sind einem Land mehrere Standorte für LNG Terminals zugewiesen worden, wird bei der Verbindung zum Handelspartner stets der Standort herangezogen, der die kürzeste Transportstrecke zur Folge hat.

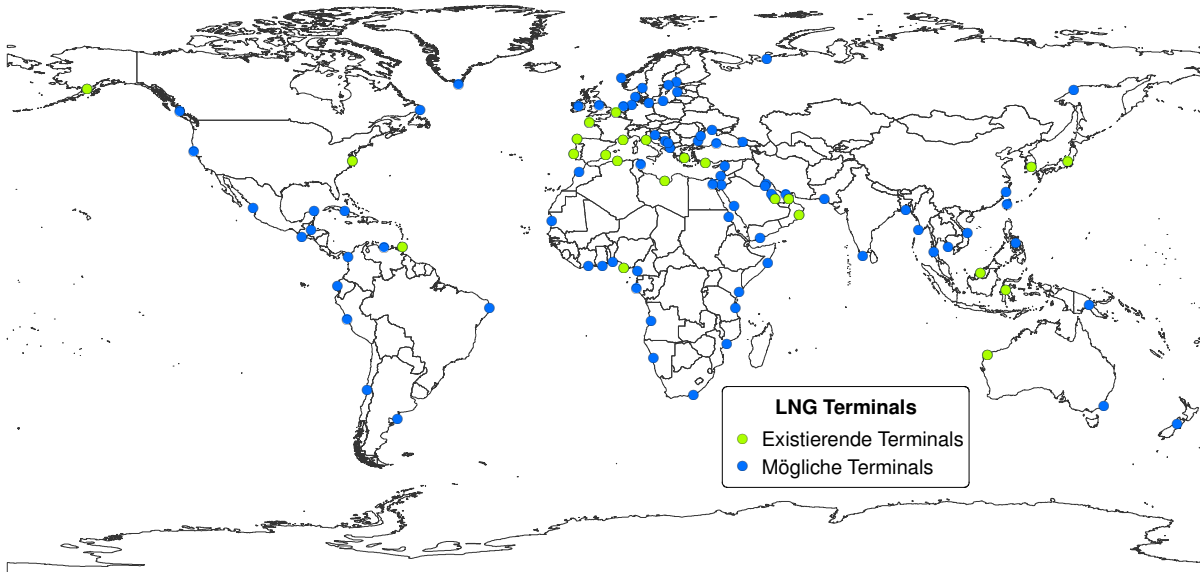


Abb. 3-5: Standorte für LNG Terminals im ProToG Modell

3.1.2 Mathematische Modellbeschreibung

In diesem Kapitel werden die grundlegenden Gleichungen des ProToG Modells vorgestellt. Nach der Beschreibung der Zielfunktion werden die Definitionsgleichungen aufgeführt und schließlich folgen die Nebenbedingungen und Restriktionen des Modells in Form von Ungleichungen. Variablen, die vom Modell bestimmt werden, werden durch Großbuchstaben gekennzeichnet; extern vorgegebene Parameter werden dagegen mit Kleinbuchstaben dargestellt. Die Abhängigkeiten sowohl der Parameter als auch der Variablen stehen jeweils dahinter in Klammern.

Zielfunktion und Definitionen

Die Zielfunktion (Gl. 3-1) fasst die Gesamtkosten des Erdgasangebotssektors zusammen. Dies sind die Investitionskosten der Produktion (KK_p) und des Transportes (KK_t), die Betriebskosten der Produktion (BK_p) und des Transportes (BK_t) sowie die Transitzkosten (TK). Die Kosten werden über alle Zeitschritte (t) des Optimierungszeitraumes 2005 bis 2050 summiert. Dadurch werden die Gesamtkosten nicht nur über einen Zeitpunkt, sondern über den gesamten Zeitraum minimiert.

$$\begin{aligned}
 \text{Kosten} = \min \sum_t & \left[(KK_p(t) + KK_t(t)) \cdot (1 + di)^{-t} \right] \\
 & + \sum_t \left[(BK_p(t) + BK_t(t)) \cdot (1 + di)^{-t} \right] \\
 & + \sum_t \left[TK(t) \cdot (1 + di)^{-t} \right]
 \end{aligned} \tag{Gl. 3-1}$$

Die Kosten werden über den Optimierungszeitraum mit einer Diskontrate (di) versehen. Die Diskontierung oder Abzinsung dient dazu, den Zahlungen, die in der Zukunft getätigt werden, einen geringeren Wert zuzuordnen, als sie zum heutigen Zeitpunkt aufweisen. Dadurch wird der Tatsache Rechnung getragen, dass Investitionen gleicher Höhe in Zukunft einen geringeren Wert darstellen als heute.

Die Investitionskosten der Produktion (KK_p) werden durch Gl. 3-2 definiert. Für jeden Zeitschritt (t) werden die Kapazitätskosten der Produktion durch die Summe aus den bereits existierenden Kapazitäten der Erdgasfelder (ep) und den vom Modell neu hinzugebauten Kapazitäten (P) - multipliziert mit den Annuitäten für die Erdgasproduktion - berechnet.

Gefördert wird das Erdgas in den Produktionsländern (p), das sind alle Länder, die Erdgasreserven oder Erdgasressourcen aufweisen. Die verschiedenen Erdgasklassen (Reserven, wachsende Reserven, Ressourcen, nicht-konventionelles Erdgas) werden durch den Ressourcen-Parameter (r) definiert. Um die Altersstruktur der Förderkapazitäten berücksichtigen zu können, geht der Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Feldes ebenfalls ein. Dafür läuft der Indize (gt) über den gesamten Modellierungszeitraum von 1985 bis 2050. T_0 stellt den Startpunkt 1985 dar.

$$KK_p(t) = \sum_{p,r} \sum_{gt=T_0}^{gt \leq t} \{ [ep(p,r,gt) + P(p,r,gt)] \cdot ap(p,r,gt,t) \} \quad (\text{Gl. 3-2})$$

Die Annuitäten werden in Abhängigkeit von den Investitionen nach Gl. 3-3 berechnet. (ir) steht für den internen Diskontsatz und (n) für die jeweilige betriebswirtschaftliche Lebensdauer der Technologien. Die betriebswirtschaftliche Lebensdauer ist der Zeitraum, innerhalb dessen die Investitionskosten abgeschrieben werden. Aufgrund des *end-effects* wurden, mit Ausnahme der Investitionen für die Pipelines, deren technische Lebensdauer im Modell als unbegrenzt angenommen wird, die technische Lebensdauer und die betriebswirtschaftliche Lebensdauer gleich gesetzt.

$$\text{annuität} = \text{investitionen} \cdot \frac{(1+ir)^n \cdot ir}{(1+ir)^n - 1} \quad (\text{Gl. 3-3})$$

Der Transport des Erdgases erfolgt über zwei mögliche Wege. Zum einen über Pipelines und zum anderen verflüssigt über LNG Tanker. Dementsprechend lassen sich die Transportkosten auch unterteilen. Für den Pipelinetransport sind neben den Pipelines zusätzlich die Kompressoren modelliert worden. Durch sie kann die Kapazität einer Pipeline erhöht werden und die Möglichkeit, Pipelines auch in umgekehrte Richtung zu nutzen, geschaffen werden. Um Erdgas verflüssigt zu transportieren, werden Verflüssigungsanlagen, LNG Tanker und Verdampfungsanlagen benötigt.

Durch Gl. 3-4 werden die Kapazitätskosten für die Pipelines (KK_{pip}) und für die Kompressoren (KK_{kom}) sowie die Kapazitätskosten für die Verflüssigungsanlagen (KK_{vf}), für die Verdampfungsanlagen (KK_{vd}) und für die LNG Tanker (KK_{tan}) zusammengefasst.

$$KK_t(t) = KK_{pip}(t) + KK_{kom}(t) + KK_{vf}(t) + KK_{vd}(t) + KK_{tan}(t) \quad (\text{Gl. 3-4})$$

Die einzelnen Kapazitätskosten aus Gl. 3-4 werden durch Gleichungen der gleichen Struktur bestimmt. Die vorhandenen Kapazitäten und die modellendogen gebauten Kapazitäten werden mit den jeweiligen Annuitäten multipliziert. Gl. 3-5 zeigt beispielhaft die Berechnung der Kapazitätskosten für Pipelines (KK_{pip}). Die zum Zeitpunkt (t) existierenden Pipelines ($epip$ und Pip) werden mit den Annuitäten für Pipelines ($apip$) multipliziert. Dies geschieht für jeden Zeitschritt (t) und für jede mögliche Strecke vom Exportland (i) zum Importland (j). T_0 ist der Beginn des Modellierungszeitraums 1985.

$$KK_{pip}(t) = \sum_{i,j} \sum_{gt=T_0}^{gt \leq t} \{ [epip(i, j, gt) + Pip(i, j, gt)] \cdot apip(i, j, gt, t) \} \quad (\text{Gl. 3-5})$$

Die Betriebskosten für die Erdgasförderung (BK_p) werden bei voller Auslastung in einen konstanten Anteil von 90% und einen variablen Anteil von 10% unterteilt. Der variable Teil hängt von der tatsächlichen Erdgasförderung (Pro) ab, wohingegen der konstante Teil durch die vorhandenen Kapazitäten definiert ist. Da durch das Modell der Rückbau von Kapazitäten möglich ist, müssen die zurückgebauten Kapazitäten (P_{ab}) von den extern und intern gebauten Kapazitäten (ep und P) subtrahiert werden.

Die spezifischen Betriebskosten (bp) beinhalten sowohl technische als auch personelle Kosten. Während T_0 wieder dem Jahr 1985 entspricht, wird durch T_1 der Beginn des Optimierungszeitraumes 2005 definiert. Die Entscheidung über den Rückbau von Kapazitäten kann erst ab 2005 getroffen werden, wobei der definitive Förderstopp dann aber erst im Jahr 2010 einsetzen würde.

$$\begin{aligned} BK_p(t) = & \sum_{p,r} \sum_{gt=T_0}^{gt \leq t} [Pro(p, r, t) \cdot 0,1 \cdot bp(p, r, gt, t)] \\ & + \sum_{p,r} \sum_{gt=T_0}^{gt \leq t} \{ 0,9 \cdot bp(p, r, gt, t) \cdot [ep(p, r, gt) + P(p, r, gt)] \} \\ & - \sum_{p,r} \sum_{gt=T_0}^{gt \leq t} \left[0,9 \cdot bp(p, r, gt, t) \cdot \sum_{x=T_1}^{x \leq t} P_{ab}(p, r, gt, x) \right] \end{aligned} \quad (\text{Gl. 3-6})$$

Die Unterteilung der Betriebskosten für den Transport (BK_t) entspricht der Unterteilung der Kapazitätskosten für den Transport aus Gl. 3-4. Für jeden Zeitschritt (t) werden die Betriebskosten der Pipelines (BK_{pip}) und der Kompressoren (BK_{kom}) sowie

die Betriebskosten der Verflüssigungsanlagen von Erdgas (BK_{vf}), der Verdampfungsanlagen (BK_{vd}) und der LNG Tanker (BK_{tan}) aufsummiert (Gl. 3-7).

$$BK_t(t) = BK_{pip}(t) + BK_{kom}(t) + BK_{vf}(t) + BK_{vd}(t) + BK_{tan}(t) \quad (\text{Gl. 3-7})$$

Die Definition der Betriebskosten der Pipelines (BK_{pip}) wird durch Gl. 3-8 gegeben. Der konstante Anteil an den Betriebskosten beträgt bei voller Auslastung der Pipelines 90% und hängt von den Pipelinekapazitäten ($epip$ und Pip) ab. Anders als bei der Erdgasförderung besteht im ProToG Modell nicht die Möglichkeit, die Pipelineverbindungen zurückzubauen. Der variable Anteil der Pipeline Betriebskosten wird durch den Erdgasstrom (T_{pip}) von Land (i) nach Land (j) bestimmt.

Die Gleichungen für die Betriebskosten der anderen Transporttechnologien entsprechen denen für die Betriebskosten für Pipelines (Gl. 3-8) und werden deshalb nicht mehr einzeln aufgeführt. Zwar haben die anderen Technologien keine unbegrenzte Lebensdauer wie die Pipelines, sie können jedoch ebensowenig zurückgebaut werden. Sie werden stets über die gesamte technische Lebensdauer eingesetzt und können dann bei Bedarf endogen ersetzt werden. Die Kompressoren für die existierenden Pipelines werden am Ende ihrer Lebensdauer automatisch ersetzt.

$$BK_{pip}(t) = \sum_{i,j} \sum_{gt=T_0}^{gt \leq t} [T_{pip}(i,j,t) \cdot 0,1 \cdot bpip(i,j,gt,t)] + \sum_{i,j} \sum_{gt=T_0}^{gt \leq t} \{[epip(i,j,gt) + Pip(i,j,gt)] \cdot 0,9 \cdot bpip(i,j,gt,t)\} \quad (\text{Gl. 3-8})$$

Transitkosten fallen für Erdgas an, wenn ein drittes Land durchquert werden muss. Gl. 3-9 erklärt die Berechnung der Transitkosten (TK). Die Pipeline Transporte von (i) nach (j) (T_{lng} und T_{pip}) werden mit den spezifischen Transitkosten (tk) multipliziert. Diese Kosten fallen jeweils für das Land an, das Erdgas aus einem Transitland importiert.

Wird das Erdgas aus dem Produktionsland direkt in das Land, in dem es verbraucht wird, transportiert, fallen keine Transitkosten an. Aus diesem Grund wird in Gl. 3-9 der erste Term, bei dem alle Transportflüsse zur Berechnung der Transitentgelte herangezogen werden, korrigiert, indem die Transitkosten, die aus den Transporten der ersten Grenzüberschreitung entstanden sind, wieder abgezogen werden. Bei diesen Transporten ist der Produzent (p) gleich dem Exportland (i).

$$TK(t) = \sum_{p,i,j} \{tk(i,j,t) \cdot [T_{lng}(p,i,j,t) + T_{pip}(p,i,j,t)]\} - \sum_{p,i,j} \{tk(i,j,t) \cdot [T_{lng}(p=i,j,t) + T_{pip}(p=i,j,t)]\} \quad (\text{Gl. 3-9})$$

Nebenbedingungen

Durch die Nebenbedingungen wird der Lösungsraum des linearen Problems begrenzt. Die Kunst bei der Aufstellung dieser Nebenbedingungen ist es, Unmöglichkeiten auszuschließen, Unwahrscheinliches zu begrenzen und dennoch den Lösungsraum groß genug zu halten, so dass Lösungen durch die Systemoptimierung gefunden und nicht durch Restriktionen im Vorfeld definiert werden.

Die wichtigste Nebenbedingung im ProToG Modell ist, dass der Erdgasverbrauch (ev) eines erdgasverbrauchenden Landes (d) zu jedem Zeitschritt (t) kleiner gleich der Erdgasversorgung (EV) für dieses Land sein muss (Gl. 3-10). Dabei bietet das Modell die Möglichkeit, eine einheimische Erdgasförderung (ep) extern vorzugeben, die ausschließlich für den Eigenverbrauch herangezogen werden kann.

Darüber hinaus hat Gl. 3-10 aus wirtschaftlicher Sicht eine besondere Bedeutung. Die duale Lösung dieser Gleichung beschreibt die Kosten, die entstehen, wenn sich der Erdgasverbrauch eines Landes um eine Einheit erhöht. Dies sind die länderspezifischen Grenzkosten, die unter Voraussetzung eines idealen Marktes den Preisen für Erdgas in den einzelnen Ländern entsprechen (s. 2.2.1).

$$ev(d, t) \leq \sum_p [EV(p, d, t)] + epro(d, t) \quad (\text{Gl. 3-10})$$

Durch Gl. 3-11 wird sichergestellt, dass die Erdgasproduktion (Pro) größer gleich der Erdgasversorgung (EV) und der Verluste des Pipelinetransportes (T_{pip}), des LNG Transportes (T_{lng}) und der Erdgasförderung selbst ist. Diese Gleichung wird für jedes erdgasproduzierende Land (p) und jeden Zeitschritt (t) aufgestellt. Bei der Summe über die verschiedenen Transportstrecken werden nur die exogen festgelegten Strecken (464 mögliche Pipeline Strecken und 8556 mögliche LNG Routen) berücksichtigt, um den Rechenaufwand einzuschränken.

$$\begin{aligned} & \sum_d [EV(p, d, t)] + \sum_{i,j} \{T_{pip}(p, i, j, t) \cdot v(i, j)\} + T_{lng}(p, i, j, t) \cdot v(i) \\ & \leq \sum_r \{Pro(p, r, t) * [1 - v(p, r)]\} \end{aligned} \quad (\text{Gl. 3-11})$$

Die Erdgasförderung (Pro) darf die zur Verfügung stehenden Förderkapazitäten (ep und P) nicht überschreiten. Diese Bedingung wird durch Gl. 3-12, die für jedes Produzentenland (p), jede Ressourcenklasse (r) und jeden Zeitschritt (t) gilt, aufgestellt. Außerdem können die existierenden Kapazitäten nicht über das gesamte Jahr hinweg 24 Stunden am Tag betrieben werden. Dieser Tatsache trägt der Auslastungsfaktor Rechnung.

Zu Beginn, kurz nach Erschließung eines neuen Erdgasfeldes, ist die Förderrate aufgrund des hohen Erdgasdruckes am höchsten. Nach einigen Jahren fällt dieser Druck und damit die maximale Förderrate. Um diesen Leistungsabfall im Modell berücksichtigen zu können, wurde der Leistungsfaktor (pro) eingeführt. Er beträgt in den ersten 15 Jahren den Wert eins und fällt dann um 10% pro Jahr [PER 02]. Durch diesen Faktor wird bestimmt, wann die Erdgasförderung eines Feldes eingestellt wird, weil mit absinkender Förderrate die konstanten Betriebskosten die spezifischen Kosten für eine Erdgaseinheit über den aktuellen Marktpreis steigen lassen könnten.

$$\begin{aligned} \text{Pro}(p, r, t) \leq & \sum_{gt=T_0}^{gt \leq t} \{ a(p) \cdot \text{pro}(p, r, gt, t) \cdot [ep(p, r, gt) + P(p, r, gt)] \} \\ & - \sum_{gt=T_0}^{gt \leq t} \left[a(p) \cdot \text{pro}(p, r, gt, t) \cdot \sum_{x=T_1}^{x \leq t} P_{ab}(p, r, gt, x) \right] \end{aligned} \quad (\text{Gl. 3-12})$$

Wird die Förderung eines Erdgasfeldes eingestellt, können die restlichen Ressourcen dieses Erdgasfeldes (rest) nicht mehr genutzt werden. Deshalb wird beim Rückbau einer Fördereinheit (P_{ab}) auch der Ressourcenbestand (res) reduziert. Gl. 3-13 beschreibt diese Reduzierung der nutzbaren Ressourcen. Die wesentliche Restriktion in Gl. 3-13 ist jedoch die maximale Erdgasförderung innerhalb eines Landes (Pro), die den aktuellen Ressourcenbestand, der sich durch das Reservenwachstum und durch die unterschiedliche Ressourcenverfügbarkeiten auch von nicht-konventionellem Erdgas über die Zeit verändert, nicht übersteigen darf.

$$\sum_{x=T_1}^{x \leq t} \text{Pro}(p, r, x) \leq \text{res}(p, r, t) - \sum_{gt=T_0}^{gt \leq t} [P_{ab}(p, r, gt, t) \cdot \text{rest}(gt, t)] \quad (\text{Gl. 3-13})$$

Jedes Land hat eine unterschiedliche Ressourcenpolitik und ist bestrebt, seine eigenen Erdgasbestände möglichst lange beizubehalten, damit es später nicht vollständig von Erdgasimporten abhängig ist. Um nicht zuerst nur einheimische Ressourcen zu nutzen, bietet das ProToG Modell die Möglichkeit, Mindestbestände in einem Land zum Ende des Optimierungszeitraumes im Jahr 2050 zu definieren (Gl. 3-14).

$$\text{ressourcen2050}(p, r) \leq \sum_r [\text{res}(p, r, t = 2050)] - \sum_t [\text{Pro}(p, r, t)] \quad (\text{Gl. 3-14})$$

Die Kapazitäten der existierenden Pipelines (epip und Pip) bestimmen den maximal möglichen Erdgasfluss (T_{pip}). Diese Begrenzung wird durch Gl. 3-15 erreicht. Zudem weist jede Pipelineverbindung eine jährliche Auslastung und streckenspezifische Verluste auf. Durch den Bau von zusätzlichen Kompressoren (Kom) kann die Kapazität der Pipelines um 30% erhöht werden. Dabei werden die Abstände der Kompressoren von 400 km auf bis zu 200 km reduziert.

Soll eine Pipeline auch in umgekehrte Richtung genutzt werden, müssen dafür Kompressoren für die Richtungsumkehr (Kom_{inv}) installiert werden. Die Anzahl der zusätzlichen Kompressoren und die Zahl der für den Richtungswechsel benötigten Kompressoren sind durch die existierenden Pipelines begrenzt. Die limitierenden Gleichungen sind aufgrund ihrer Einfachheit nicht aufgeführt worden.

$$\begin{aligned} & \sum_p [T_{pip}(p, i, j, t) \cdot (1 + v(i, j))] \\ & \leq \sum_{gt=T_0}^{gt \leq t} \{ [epip(i, j, gt) + Pip(i, j, gt)] * a(i, j) \} \\ & \quad + \sum_{gt=T_0}^{gt \leq t} \{ [Kom(i, j, gt) + Kom_{inv}(i, j, gt)] * a(i, j) \} \end{aligned} \quad (Gl. 3-15)$$

Der verflüssigte Erdgastransport (T_{lng}) wird durch drei verschiedene Kapazitäten begrenzt, die durch die Gleichungen Gl. 3-16, Gl. 3-17 und Gl. 3-18 beschrieben werden. In den Gleichungen werden jeweils die extern und intern zugebauten Kapazitäten summiert und mit einem Auslastungsfaktor versehen. Für die Verflüssigung von Erdgas müssen genügend Verflüssigungsterminals (evf und Vf) im Exportland (i) zur Verfügung stehen (Gl. 3-17). Zur Verschiffung werden LNG Tanker ($etan$ und Tan) benötigt (Gl. 3-16) und für die Rücktransformation zu Erdgas werden Verdampfungsanlagen (evd und Vd) im Importland (j) genutzt (Gl. 3-17).

$$\sum_{p,j} [T_{lng}(p, i, j, t) \cdot (1 + v(i, j))] \leq \sum_{gt=T_0}^{gt \leq t} [etan(i, gt) + Tan(i, gt)] \quad (Gl. 3-16)$$

$$\sum_{p,j} [T_{lng}(p, i, j, t) \cdot (1 + v(i, j))] \leq \sum_{gt=T_0}^{gt \leq t} \{ [evf(i, gt) + Vf(i, gt)] \cdot a(i) \} \quad (Gl. 3-17)$$

Durch jedes Glied in der LNG Kette entstehen Verluste, die bei den Transportrestriktionen mit berücksichtigt werden. Die Variable (T_{lng}) beschreibt den tatsächlichen Transport von flüssigem Erdgas ohne seine Verluste. Deshalb müssen die Kapazitäten für das letzte Glied in der LNG-Transport-Kette, den Verdampfungsanlagen, um die in den Verdampfungsanlagen entstehenden Verluste größer sein. Die Kapazitäten für die LNG Tanker müssen dementsprechend um die Verluste der Verdampfungsanlagen und um die Verluste auf den LNG Tankern größer sein. Bei der Berechnung zu den Verflüssigungsanlagen fließen alle drei Verlustarten in die Bestimmung der Kapazitäten mit ein.

$$\sum_{p,i} [T_{lng}(p, i, j, t) \cdot (1 + v(j))] \leq \sum_{gt=T_0}^{gt \leq t} \{ [evd(j, gt) + Vd(j, gt)] \cdot a(j) \} \quad (Gl. 3-18)$$

Das Herzstück eines interregionalen Modells bildet die Knotengleichung, die das Gleichgewicht zwischen Import und Export sowie dem Verbrauch und der Produktion eines Gutes für jede abgebildete Region bzw. jedes modellierte Land sicherstellt. Gl. 3-19 stellt die Knotengleichung des ProToG Modells dar.

Für jedes Land (i) muss das exportierte Erdgas (T_{pip} und T_{lng} (jeweils von i nach j)) und die Erdgasversorgung in diesem Land (EV) kleiner gleich dem importierten Erdgas (T_{pip} und T_{lng} (jeweils von j nach i)) und dem im Land produzierten Erdgas (Pro) sein. Die Transportverluste werden dem exportierten Erdgas angerechnet und die Verluste bei der Förderung müssen auch in der Knotengleichung berücksichtigt werden.

$$\sum_j [T_{\text{pip}}(p, i, j, t) \cdot (1 + v(i, j)) + T_{\text{lng}}(p, i, j, t) \cdot (1 + v(i, j))] + EV(p, d = i, t) \quad (\text{Gl. 3-19})$$

$$\leq \sum_j [T_{\text{pip}}(p, j, i, t) + T_{\text{lng}}(p, j, i, t)] + \sum_{r, p=i} [\text{Pro}(p, r, t) \cdot (1 - v(p, r))]$$

Es wurden die wesentlichen Gleichungen des ProToG Modells vorgestellt, um einen Überblick über die internen Mechanismen zu geben, so dass die Ergebnisse des Modells eingeordnet werden können. Für die Modellprogrammierung ist eine exakte mathematische Beschreibung notwendig, die auch Gleichungen beinhaltet, die für die Interpretation des Erdgasmarktes keine Bedeutung haben. Diese Gleichungen wurden der Übersicht halber nicht weiter ausgeführt.

3.1.3 Daten

Je detaillierter ein Modell ausgeführt wird, umso mehr Daten werden für die Eingabe benötigt. Durch den Dateninput werden die Ergebnisse entscheidend beeinflusst. Daher ist neben einer sorgfältigen Auswahl der Daten stets eine genaue Darstellung der verwendeten Daten von Bedeutung. Im folgenden Kapitel werden die Annahmen und Eingaben für das ProToG Modell im Referenzfall beschrieben.

Der Erdgasangebotssektor wird über zehn Zeitschritte von 2005 bis 2050 optimiert. Die Länge jedes Zeitschritts beträgt fünf Jahre. Damit kann die Dynamik innerhalb der Erdgaswirtschaft genügend genau abgebildet und gleichzeitig die Rechenzeit für die Lösung des Optimierungsproblems begrenzt werden.

Die Berücksichtigung der vorhandenen Kapazitäten beginnt im Jahr 1985, so dass der Zubau von bereits existierenden Technologien im Zeitraum von 1985 bis 2005 modelliert wird. Die Förderkapazitäten und die Pipelines werden bis 2005 in fünf gleichgroßen Teilen zugebaut. Für die existierenden LNG Technologien, deren Entwicklung noch jung ist, wird nur der Zeitraum von 1995 bis 2005 herangezogen.

Im ProToG Modell werden 121 Länder durch 116 Knotenpunkte abgebildet. Die berücksichtigten Länder sind in **Tab. 3-1** aufgelistet. Diejenigen Länder, die Erdgasressourcen besitzen, sind mit einem r gekennzeichnet und diejenigen Länder, die heute schon Erdgas fördern, sind mit einem p markiert. Bei der Auswahl der Länder wurden alle mit Erdgasressourcen und solche, die Erdgas nutzen, berücksichtigt. Zudem wurden auch Länder, insbesondere in Afrika, die für ein Pipelinennetzwerk entscheidend sein können, in die Auswahl mit aufgenommen.

Tab. 3-1: Modellierte Länder im ProToG Modell

Afrika							
Ägypten	r p	Algerien	r p	Angola	r p	Äquatorialguinea	r p
Äthiopien	r	Benin	r	Elfenbeinküste	r p	Gabun	r p
Ghana	r	Kamerun	r	Kenia		Kongo	r
Libyen	r p	Mali		Marokko	r p	Mauretanien	
Mosambik	r	Namibia	r	Niger		Nigeria	r p
Ruanda	r	Senegal		Somalia	r	Südafrika	r p
Sudan	r	Tansania	r	Tschad	r	Tunesien	r p
Zentralafrika							
Amerika							
Argentinien	r p	Bolivien	r p	Brasilien	r p	Chile	r p
Ecuador	r	Kanada	r p	Kolumbien	r p	Kuba	r p
Mexiko	r p	Mittelamerika	r	Paraguay	r	Peru	r p
Surinam	r	Trinidad & Tobago	r p	USA	r p	Venezuela	r p
Asien							
Afghanistan	r	Bangladesch	r p	Brunei	r p	China	r p
Indien	r p	Indonesien	r p	Japan	r p	Kambodscha	r
Malaysia	r p	Myanmar	r p	Pakistan	r p	Papua-Neuguinea	r
Philippinen	r p	Singapur		Südkorea	r	Taiwan	r p
Thailand	r p	Vietnam	r p				
Europa							
Albanien	r	Belgien		Bosnien Herzego.		Bulgarien	r
Dänemark	r p	Deutschland	r p	England	r p	Finnland	
Frankreich	r p	Griechenland	r p	Grönland	r	Irland	r p
Italien	r p	Kroatien	r p	Niederlande	r p	Norwegen	r p
Osterreich	r p	Polen	r p	Portugal	r	Schweden	
Schweiz		Serbien Monteneg.		Slowakei	r p	Slowenien	
Spanien	r p	Tsch. Republik	r p	Türkei	r p	Ungarn	r p
Ehemalige Sowjet Union							
Armenien		Aserbaidtschan	r p	Estland		Georgien	r
Kasachstan	r p	Kirgisistan	r p	Lettland		Litauen	
Moldawien	r	Rumänien*	r p	Russland	r p	Tadschikistan	r p
Turkmenistan	r p	Ukraine	r p	Usbekistan	r p	Weißrussland	r p
Naher Osten							
Bahrain	r p	Irak	r p	Iran	r p	Israel	r p
Jemen	r	Jordanien	r p	Katar	r p	Kuwait	r p
Oman	r p	Saudi-Arabien	r p	Syrien	r p	V. A. Emirate	r p
Australien							
Australien	r p	Neuseeland	r p	* Aus geografischen Gründen der ehem. SU zugeordnet			
r = Länder mit Erdgasressourcen							
p = Länder die im Jahr 2003 Erdgas gefördert haben							

Benachbarte Länder mit geringer Fläche und Länder, die keine große Bedeutung für den Erdgasmarkt haben, da sowohl ihre Erdgasressourcen als auch ihr

Erdgasverbrauch von geringer Bedeutung sind, wurden zusammengefasst. Im Einzelnen sind das Äquatorialguinea mit Gabun, Mauretanien mit Senegal, Surinam mit Brasilien, Brunei mit Malaysia und Singapur, Kroatien mit Slowenien und Estland mit Lettland und Litauen. Während diese „zusammengelegten“ Länder jeweils durch einen Knotenpunkt repräsentiert werden, sind die USA in drei und Russland in zwei Knotenpunkte aufgeteilt worden.

Jedem Land werden vier verschiedene Ressourcenklassen zugewiesen. Die Ressourcen werden unterteilt in konventionelles Erdgas (Erdgasreserven und Erdgasressourcen, in denen auch die wachsenden Reserven beinhaltet sind) und in nicht-konventionelles Erdgas (Kohleflözgas und Erdgas aus dichten Speichern) (**Tab. 3-2**). Gashydrate und Aquifergas sind so weit von einer wirtschaftlichen Nutzung entfernt, dass ihre Förderung auch in den nächsten Jahrzehnten reine Spekulation wäre, weshalb sie nicht im ProToG Modell berücksichtigt werden.

Tab. 3-2: Ressourcenklassen im ProToG Modell

Konventionelle Erdgasreserven
Konventionelle Erdgasressourcen (inkl. Reservenwachstum)
Erdgas in dichten Speichern
Kohleflözgas

Die länderspezifischen Daten für die Erdgasreserven und für das Kohleflözgas wurden von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe [BGR 03] übernommen. Die Angaben für die konventionellen Erdgasressourcen sowie die Faktoren für das Reservenwachstum stammen vom *United States Geological Survey* [USGS 00], das detaillierte Aussagen über die Lage und Größe der Erdgasfelder macht. Das Erdgas aus dichten Speichern wird prozentual zum Gesamtpotenzial des konventionellen Erdgases berechnet. Die Berechnung wurde mit dem Faktor 0,18 durchgeführt. Dies ist der gemittelte Wert der beiden von der BGR angegebenen Faktoren 0,16 und 0,2 (s. 1.1.3).

Nur die Erdgasreserven können im Jahr 2005 gefördert werden. Die restlichen Ressourcenklassen stehen zwar schon ab 2005 zur Verfügung, deren Förderkapazitäten können aber erst ab 2010 in Betrieb genommen werden. Das Reservenwachstum lässt die Reserven bis zum Jahr 2025 linear steigen. Die heutigen nicht-konventionellen Reserven sind nicht eigens aufgeführt, sondern zusammen mit den konventionellen Reserven berücksichtigt worden. Die Verfügbarkeiten der Erdgasressourcen, des Kohleflözgases und des Erdgases aus dichten Speichern steigen linear an, bis sie im Jahr 2050 die Hälfte der heute vermuteten Werte erreichen.

Den Verlauf aller für das Modell im Referenzfall zur Verfügung stehenden Ressourcen zeigt **Abb. 3-6**. Das Potenzial für die Erdgasnutzung steigt um 120% in den nächsten 45 Jahren. Obwohl das Erdgas der einzelnen Ressourcenklassen zur Verfügung

steht, bedeutet dies nicht, dass es auch wirtschaftlich nutzbar ist. Ob es gefördert wird, hängt von den Förderkosten und den Konkurrenzprodukten in unmittelbarer Nähe des potentiellen Verbrauchers ab. Die Klassifizierung von Reserven und Ressourcen in Abb. 3-6 bezieht sich stets auf den Wissenstand von 2005 und wird nicht über die Zeit verändert.

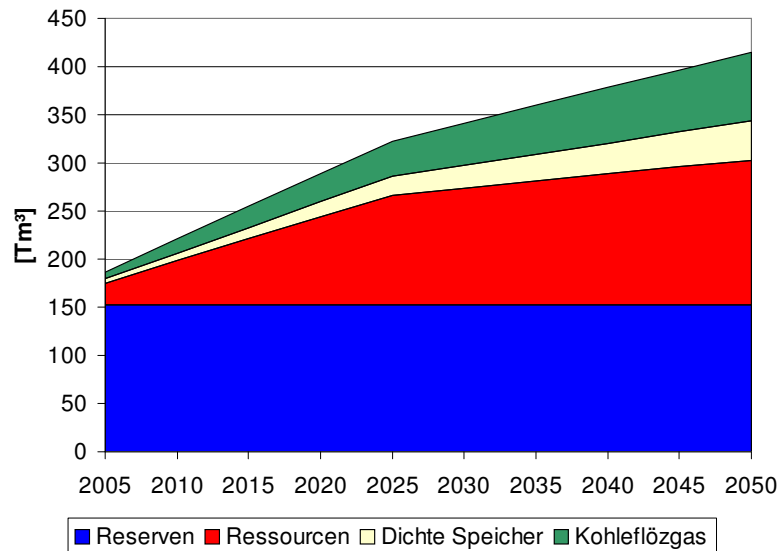


Abb. 3-6: Verfügbare Erdgasressourcen im ProToG Modell

Muss Erdgas während des Transportes vom Produzenten zum Verbraucher durch Drittländer geleitet werden, fallen für das Erdgas Transitentgelte an. Die Transitzkosten können nur schwer bestimmt werden, da sie meist verdeckt durch unterschiedliche Import- und Exportpreise erhoben oder auch mit anderen Energieträgern verrechnet werden. Die Erhebung von Transitentgelten ist oft weniger durch den Markt bedingt als vielmehr politisch motiviert. Im ProToG Modell werden durchschnittliche Transitentgelte von 10 \$/1000m³ erhoben⁶. Dieses Preisniveau entspricht einer moderaten Preispolitik und wird auch in anderen Modellen im Referenzfall verwendet [SEE 06].

Die Daten und die Berechnungen der Investitions- und Betriebskosten für die Förderung und den Transport von Erdgas wurden hauptsächlich vom EUGAS Modell [PER 02 und SEE 06] übernommen. Außerdem sind zur Berechnung der Investitionskosten, insbesondere für die LNG Technologien, Daten von Cedigaz und der IEA [COR 03] sowie Daten von der *Energy Information Administration* [EIA 03] eingeflossen. Der interne Kapitalzins und die allgemeine Diskontierungsrate wurden auf 8% festgesetzt.

Die durchschnittlichen Investitionskosten für die Erschließung eines Erdgasfeldes liegen bei 156 \$/(1000m³/a). Dies entspricht den einmaligen Zahlungen für eine

⁶ Dies entspricht 1,13 \$/MWh.

Kapazität, durch die maximal 1000m^3 Erdgas pro Jahr gefördert werden kann. Die höhere Ausbeute der Reserven gelingt durch die bessere Nutzung schwer zugänglicher Erdgasfelder, weshalb die Investitionskosten für die Kapazitäten der wachsenden Reserven Kosten von bis zu $312 \text{ \$/}(1000\text{m}^3/\text{a})$ erreichen.

Da die Beschaffenheit der Lagerstätte von konventionellen Erdgasressourcen erheblich variiert, schwanken auch die Investitionskosten sehr stark. Ihr Wert beginnt bei dem Wert der durchschnittlichen Investitionskosten von Erdgasreserven und kann bei äußerst kleinen *offshore*-Feldern bis zu $700 \text{ \$/}(1000\text{m}^3/\text{a})$ erreichen. Für die Berechnungen wird zwischen *onshore*- und *offshore*-Feldern unterschieden. Im Referenzfall liegen für die nicht-konventionellen Erdgasressourcen die Investitionskosten für die Förderkapazitäten im Jahr 2005 um 200% höher als die durchschnittlichen Investitionskosten für die Förderung der Erdgasreserven im Jahr 2005.

Die Betriebskosten für den Abbau von Erdgas gehen mit 2,5% der Investitionskosten pro Jahr in das Modell ein. Sie werden in einen konstanten Anteil von 90% und einen variablen Anteil von 10% unterteilt. Es wird von einer Auslastung der Erdgasfelder kleiner gleich 90% ausgegangen, wobei die Verluste während der Förderung 10% betragen. Die betriebswirtschaftliche Lebensdauer, also die Zeit, in der die Investitionskosten abgeschrieben werden, ist mit 30 Jahren sehr hoch gewählt worden, um den *end-effect* zu vermeiden. In den ersten 15 Jahren kann ein Erdgasfeld mit der maximalen Kapazität genutzt werden. Danach fällt, dem Erdgasdruck entsprechend, die maximale Förderrate um 10% pro Jahr. Das Förderprofil eines Erdgasfeldes, wie es im ProToG Modell angewandt wird, stellt **Abb. 3-7** dar.

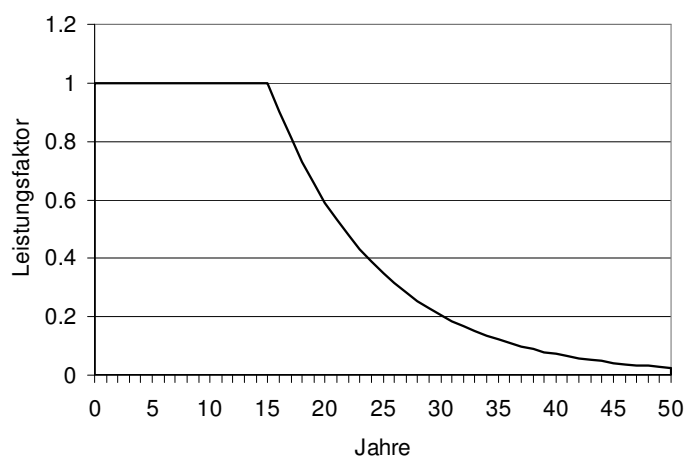


Abb. 3-7: Förderprofil eines Erdgasfeldes [PER 02]

Die Investitionskosten für den Pipeline Transport lassen sich in Kosten für die Pipelineröhre und die Kompressoren untergliedern. Die Kapazitätskosten für

Pipelinerohre mit einem durchschnittlichen Durchmesser von 45 Zoll⁷ belaufen sich auf 0.1 \$/(1000m³/a) für einen Kilometer Länge. Um die Pipelinerohre nutzen zu können, werden Kompressoren benötigt, die in einer ersten Ausbaustufe alle 400 km angebracht werden. Für eine Vergrößerung der Pipelinekapazität um 30% können in einer zweiten Ausbaustufe die Anzahl der Kompressoren verdoppelt bzw. der Abstand zwischen den Kompressoren auf 200 km halbiert werden. Zudem werden in manchen Fällen Pipelines auch in umgekehrter Richtung genutzt. Dies wird ebenfalls durch zusätzliche Kompressoren ermöglicht. Die Investitionskosten für Kompressoren betragen durchschnittlich 0.85 Cent/(1000m³/a) für einen Kilometer Pipeline.

Die Betriebskosten sind weitestgehend durchsatzunabhängig. 90% der Betriebskosten fallen permanent an, während 10% entsprechend des Erdgasdurchflusses, von dem der technische Verschleiß abhängt, variieren. Die Kosten für den Betrieb der Pipelinerohre machen pro Jahr 1% der Investitionskosten aus, wohingegen die jährlichen Betriebskosten für die wartungsaufwendigeren Kompressoren 2% der Investitionssumme betragen.

Die angegebenen Kosten beziehen sich auf Pipelines, die durch Gebiete ohne große geografische Hindernisse verlaufen. Im Modell werden zusätzlich vier verschiedene Bodenbeschaffenheiten unterschieden, durch die die Investitions- und Betriebskosten der Pipelines erhöht werden. Dafür wird derjenige Teil der Pipeline, der durch eines dieser Gebiete verläuft, mit einem zusätzlichen Kostenfaktor versehen. Für Wüsten erhöhen sich die Investitionskosten um 25%, für Gebirge auf bis zu 40%, für Permafrostgebiete um 50% und für *offshore*-Anlagen werden die doppelten Investitionskosten berechnet.

Die Verluste des Pipeline Transports liegen auf einer Strecke von 1000 km bei mindestens 5%; sie steigen jedoch mit jedem zusätzlich installierten Kompressor um 0,4%. Die maximale Auslastung der Pipelines ist auf 90% begrenzt.

Für die Bestimmung der existierenden Kapazitäten von Förderanlagen und Pipelines wurden Angaben der aktuellen Erdgasförderung und des aktuellen Pipelinetransportes herangezogen [IEA 04]. Um von den Erdgastransporten zu den existierenden Maximalkapazitäten zu gelangen, wurde jeweils ein Faktor eingeführt, der dieses Verhältnis definiert. Die Bestimmung erfolgte experimentell durch Probeläufe des ProToG Modells für das Jahr 2005, indem ausgehend von den genutzten Kapazitäten die Faktoren solange reduziert wurden, bis eine Lösung gefunden wurde. Das heißt, dass mit diesen Faktoren der Erdgasverbrauch im Jahr 2005 allein durch die existierenden Kapazitäten gedeckt werden kann.

⁷ Dies entspricht 1,143 Meter.

Die Datengrundlage für die LNG Technologien reicht dagegen aus, um für die existierenden Kapazitäten exakte Werte angeben zu können [EIA 03 und IEA 04]. In **Tab. 3-3** sind die bereits befahrenen LNG Routen aufgelistet.

Tab. 3-3: Weltweit existierende LNG Routen

von	nach		von	nach		von	nach
Algerien	Belgien		Indonesien	Südkorea		Nigeria	Portugal
Algerien	Spanien		Katar	Spanien		Nigeria	Türkei
Algerien	Frankreich		Katar	Japan		Nigeria	USA
Algerien	Griechenland		Katar	Südkorea		Oman	Spanien
Algerien	Italien		Katar	USA		Oman	Japan
Algerien	Südkorea		Lybien	Spanien		Oman	Südkorea
Algerien	Türkei		Malaysia	Taiwan		Oman	USA
Algerien	USA		Malaysia	Japan		Trinidad & T.	Spanien
Australien	Japan		Malaysia	Südkorea		Trinidad & T.	USA
Australien	Südkorea		Malaysia	USA		USA	Japan
Indonesien	Taiwan		Nigeria	Spanien		V. A. Emirate	Spanien
Indonesien	Japan		Nigeria	Italien		V. A. Emirate	Japan

Die Investitionskosten für die LNG Technologien gliedern sich in Kosten für die Verflüssigungsanlagen, die LNG Tanker und die Verdampfungsanlagen auf. Insbesondere die Kosten für die Verflüssigungsanlagen und die LNG Tanker sind in den letzten Jahren stark gesunken, so dass der Transport von verflüssigtem Erdgas auch wirtschaftlich immer interessanter wird. Die Investitionskosten für einen LNG Tanker mit einer Kapazität von 138000m³ LNG⁸ liegen durchschnittlich bei 168 Mio. \$. Die Kosten der Verflüssigungsanlagen betragen 156 \$/(1000m³/a) und die Kapazitäten für die Verdampfung kosten mit 76 \$/(1000m³/a) weniger als die Hälfte der Kapazitäten für die Verflüssigung. Für alle Anlagen wurde eine betriebswirtschaftliche und technische Lebensdauer von 25 Jahren angenommen.

Die Betriebskosten für die LNG Technologien sind deutlich höher als die für die Erdgasförderung und den Pipelinetransport. Sowohl die Verdampfung als auch die Verflüssigung kosten im jährlichen Betrieb 3,5% der jeweiligen Investitionskosten. Der LNG Tankerbetrieb schlägt sogar mit 4% der Investitionskosten pro Jahr zu Buche.

Die Verluste des LNG Transports stellen einen wesentlichen Kostenfaktor und somit auch einen großen Nachteil dieser Technologie dar. Durch die Verflüssigung wird dem Erdgas 8% und durch die Verdampfung 2% seines Energieinhaltes entzogen. Zusätzlich betragen die Verluste durch den Tankertransport ca. 2,5% pro 1000 km.

Die Verflüssigungsanlagen weisen eine maximale Auslastung von 90%, die Wiederverdampfungsanlagen von 75% auf. Bei der Berechnung der Transportkapazität fließen neben der Länge der Transportstrecke die nötigen Revisionen (20 Tage pro Jahr), die Wartezeiten für die Befüllung und Entladung (48h), die durchschnittliche Geschwindigkeit (33 Knoten) und die Befüllungsrate (98%) ein. Insgesamt können 8556

⁸ 1m³ LNG entspricht ca. 600m³ Erdgas.

mögliche Strecken befahren werden, die mit Hilfe eines Geoinformationssystems⁹ gemessen wurden.

Die einzelnen Technologien der Erdgaswirtschaft werden sich im Laufe der Zeit bezüglich ihrer Effizienz und ihrer Kosten verbessern. Aus diesem Grund wird jeder im ProToG Modell abgebildeten Technologie eine Lernkurve in Form einer Kostenreduktion unterstellt. Bei den Technologien, die schon über lange Zeiträume eingesetzt wurden und für die bereits große Erfahrungswerte vorliegen, fallen die Lernkurven flacher aus als für die relativ jungen Technologien. Zudem ist die Kostenreduktion bei einfachen Systemen schwieriger als bei komplexen.

Tab. 3-4: Länderspezifischer Erdgasverbrauch in Gm³ im Jahr 2003

Afrika 70 Gm ³							
Ägypten	31.2	Algerien	22.8	Angola	0.7	Elfenbeinküste	1.6
Gabun	0.1	Marokko	0.05	Nigeria	7.7	Südafrika	2.5
Tunesien	3.3						
Amerika 876.9 Gm ³							
Argentinien	38	Bolivien	2.4	Brasilien	15.3	Chile	8.1
Kanada	85.5	Kolumbien	7.7	Kuba	0.6	Mexiko	51.6
Peru	0.9	Trinidad & Tobago	12	USA	621.2	Venezuela	24.6
Asien 331.5 Gm ³							
Bangladesch	11.9	Brunei	2.3	China	37.7	Indien	28.2
Indonesien	38.5	Japan	86.5	Malaysia	26.2	Myanmar	1.3
Pakistan	24.8	Philippinen	2.1	Singapur	5.3	Südkorea	24.1
Taiwan	8.1	Thailand	31.2	Vietnam	3.3		
Europa 519.7 Gm ³							
Belgien	15.5	Bosnien Herzego.	0.3	Bulgarien	3	Dänemark	5.2
Deutschland	93.9	England	101	Finnland	5	Frankreich	43.7
Griechenland	2.4	Irland	4.3	Italien	76.9	Kroatien	3.3
Niederlande	50.4	Norwegen	4.4	Österreich	8.9	Polen	15
Portugal	3	Schweden	1	Schweiz	3.2	Serbien Monteneg.	2.8
Slowakei	7	Slowenien	1.1	Spanien	23.3	Tsch. Republik	9.6
Türkei	21.2	Ungarn	14.6				
Ehemalige SU 634.5 Gm ³							
Armenien	1.1	Aserbaidshan	8.8	Estland	0.7	Georgien	0.8
Kasachstan	12.8	Kirgisistan	0.9	Lettland	1.6	Litauen	2.7
Moldawien	2.4	Rumänien*	21.1	Russland	412	Tadschikistan	0.8
Turkmenistan	16.6	Ukraine	80.3	Usbekistan	52.8	Weißrussland	19.1
Naher Osten 221 Gm ³							
* Aus geografischen Gründen der ehem. SU zugeordnet							
Bahrain	6.9	Irak	2.5	Iran	79.1	Israel	0.2
Jordanien	0.3	Katar	11.6	Kuwait	8.5	Oman	8.8
Saudi-Arabien	60.3	Syrien	5.9	V. A. Emirate	36.9		
Australien	25.1	Neuseeland	4.8				Quelle: [IEA 04]

Die Kosten für den Pipelinetransport und die Wiederverdampfungsanlagen reduzieren sich um 0,5% pro Jahr. Die konventionelle Erdgasförderung wird um 0,5% pro Jahr für die Reserven und um 1% pro Jahr für die Ressourcen günstiger. Am stärksten fallen die Investitionskosten für die Verflüssigungsanlagen und LNG Tanker mit 1,5%

⁹ Als Software wurde ArcGIS 9.0 verwendet.

pro Jahr. Im Referenzfall sinken die Förderkosten für nicht-konventionelles Erdgas ebenfalls um 1,5% pro Jahr. Da der „Lerneffekt“ bei den Technologien nicht konstant bleibt, werden alle Reduktionsraten jährlich um 3% abgeschwächt [SEE 06].

Als Startwert für den Erdgasverbrauch im ProToG Modell dient der reale, länderspezifische Erdgasverbrauch aus dem Jahr 2003. **Tab. 3-4** schlüsselt den Erdgasverbrauch nach den modellierten Ländern auf [IEA 04]. Die mit Abstand größten Erdgasverbraucher sind die USA und Russland. Danach folgen europäische Länder wie Großbritannien, Deutschland und Italien und nichteuropäische Länder wie Japan, Kanada, die Ukraine und der Iran. Sehr wenig Erdgas wird in Afrika verbraucht; Ausnahmen bilden hier nur Ägypten und Algerien.

3.2 ObjECTS.MinICAM

3.2.1 Modellbeschreibung

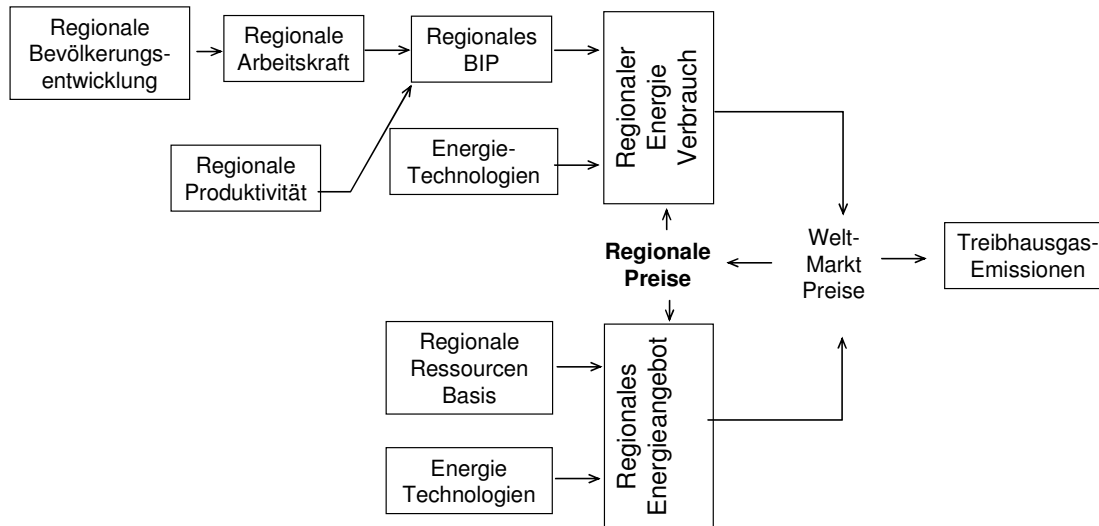
Das *Mini-Climate-Assessment Model*, das in einem *Object-Climate and Technology System* (ObjECTS.MinICAM) implementiert ist, ist ein *integrated assessment model* für das globale Energiesystem. Seine Ursprünge liegen in den 80er Jahren [EDM 85]. Seitdem ist es kontinuierlich weiterentwickelt worden und wird heute am *Joint Global Change Research Institute* der Universität Maryland benutzt.

Das Hauptaugenmerk liegt auf der Bewertung des globalen Treibhausgassaustößes und den daraus resultierenden Konsequenzen für den Klimawandel. Dafür werden die Energiemärkte für alle zur Verfügung stehenden Energieträger simuliert und die primärenergiefördernden, die energieumwandelnden und die energieverbrauchenden Technologien unter Berücksichtigung des technologischen Fortschritts abgebildet. Das Modell simuliert und analysiert verschiedene Szenarien durch externe Variationen des Wirtschaftswachstums, der technologischen Entwicklung und der Umwelt- und Energiepolitik.

Das *integrated assessment model* MiniCAM ist ein langfristiges, partielles Gleichgewichtsmodell. Der Modellierungszeitraum beträgt 105 Jahre von 1990 bis 2095. Das Modell simuliert dabei acht Zeitschritte mit 15-jährigem Zeitabstand. Das Weltmodell ist unterteilt in die folgenden 14 Regionen: USA, Kanada, Westeuropa, Japan, Australien und Neuseeland, ehemalige Sowjet Union, Osteuropa, Lateinamerika, Afrika, Naher Osten, China und andere asiatische Entwicklungsländer, Indien, Südkorea und das restliche Südostasien.

MiniCAM besteht aus vier Modulen: Das Energieangebot und der Energieverbrauch wird durch eine weiterentwickelte Version des *Edmonds-Reilly-Barns models* (ERB) simuliert. Das *Agriculture and Land Use model* (AgLU) modelliert die

Agrar- und Landwirtschaft, dabei schließt es die energetisch genutzte Biomasse mit ein. Zusätzliche Problemstellungen, die den Klimawechsel betreffen, können durch das *Model of Assessment of Greenhouse-gas Induced Climate Change* (MAGICC) und durch den *Regional Climate Change Scenario Generator* (SCENGEN) analysiert werden.



Grafik nach Edmonds, [EDM 05]

Abb. 3-8: Schematische Darstellung der Energiemärkte in ObjEcts.MiniCAM

Abb. 3-8 stellt die einzelnen Elemente der in ObjEcts.MiniCAM simulierten Energiemärkte dar. Durch die externen Eingaben von Geburten- und Sterberaten, der Arbeitsproduktivität, der möglichen energieverbrauchenden Technologien und der Energiepreise aus der vorherigen Zeitperiode berechnet das Modell regionale Nachfragekurven. Die regionalen Angebotskurven werden durch die Ressourcendaten, die zur Verfügung stehenden Angebotstechnologien und die vorherigen Energiepreise bestimmt. Mit Hilfe dieser regionalen Angebots- und Nachfragekurven werden dann die globale Nachfrage und das globale Angebot generiert, welche die weltweiten und im Weiteren die regionalen Preise bestimmen, die wiederum Einfluss auf die regionalen Angebots- und Nachfragekurven haben. Durch diese Iteration werden die Schnittpunkte der globalen Angebots- und Nachfragekurven berechnet, woraufhin ObjEcts.MiniCAM anhand des Energieverbrauches die emittierten Treibhausgase ermittelt.

Für die Anbindung des MiniCAM an das ProToG Modell und die Analyse des globalen Erdgasmarktes ist das ERB Modell, das die globalen Energiemärkte modelliert und den Kern von ObjEcts.MiniCAM bildet, von besonderem Interesse. Deshalb wird im Folgenden dieses Teilmodell genauer beschrieben.

Die Zusammenhänge im ERB-Modell können im Wesentlichen durch drei Gleichungen dargestellt werden. Die Energieumwandlungen werden durch eine Input-Output-Gleichung (Gl. 3-20) beschrieben.

$$\text{Kosten} = K \cdot \eta + K_{\text{zu}} \quad (\text{Gl. 3-20})$$

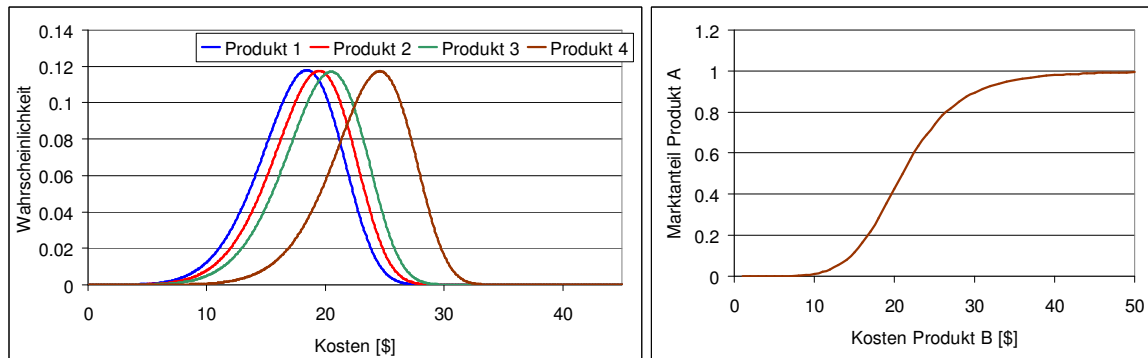


Abb. 3-9: Marktanteilfunktion und Wahrscheinlichkeitsverteilung der Kosten konkurrierender Produkte

K steht für die Kosten des eingesetzten Energieträgers. η ist der Wirkungsgrad und K_{zu} sind die zusätzlichen Kosten. Um nicht nur das kostengünstigste Produkt auf den Markt zu bringen, werden den Produkten mit Hilfe der Weibull-Funktion eine Wahrscheinlichkeit und eine Elastizität zugeordnet. **Abb. 3-9** zeigt auf der linken Seite die Wahrscheinlichkeitsverteilung für Kosten verschiedener, konkurrierender Produkte mit durchschnittlichen Kosten von 19, 20, 21 und 25 \$ pro Energieeinheit. Im rechten Teil von Abb. 3-9 wird der Marktanteil von Produkt A in Abhängigkeit der Kosten des konkurrierenden Produktes B nach Gl. 3-21 dargestellt.

$$\text{Marktanteil}_i(K) = 1 - \frac{b_i \cdot K_i^r}{\sum_{i=1}^n (b_i \cdot K_i^r)} \quad (\text{Gl. 3-21})$$

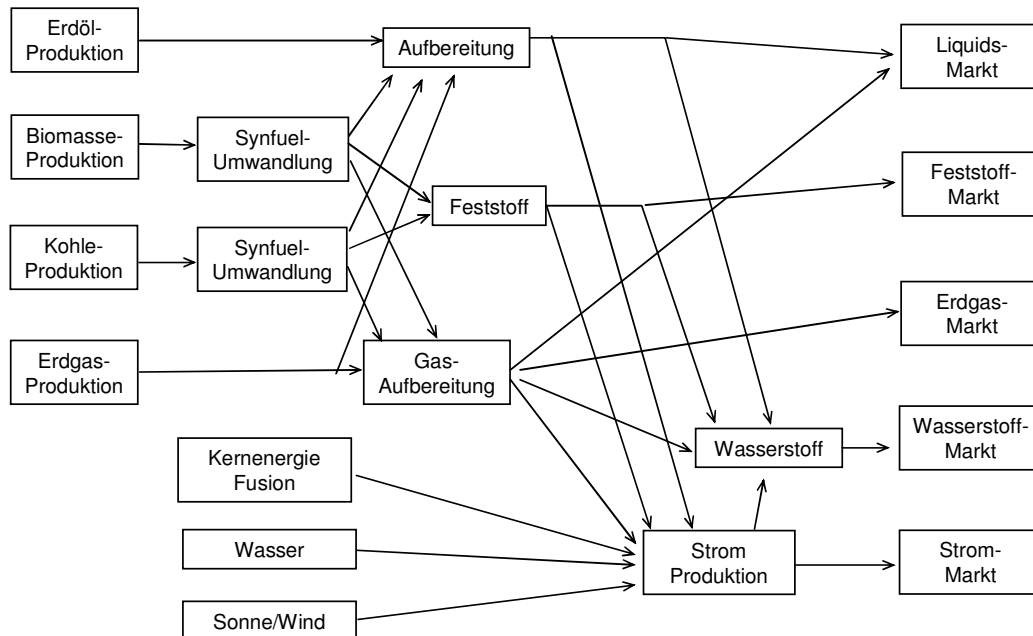
K beschreibt die Kosten eines Produktes, n ist die Anzahl aller konkurrierender Produkte (Primärenergieträger, Sekundärenergieträger oder Endenergie), r steht für die Elastizität der Preise und b ermöglicht eine allgemeine Gewichtung der Produkte.

Die Gleichung für den Verbrauch einzelner Energieträger (Gl. 3-22) beinhaltet einen Skalierungsfaktor b , den Preis für die Energiedienstleistung P sowie eine externe Größe X , die die indizierte Entwicklung des Bruttoinlandsproduktes (BIP) beschreibt. Sowohl der Preis P als auch die BIP-Entwicklung X sind mit den Elastizitäten r_p bzw. r_x versehen, die die Änderung des Verbrauchs in Abhängigkeit von P bzw. X bestimmen.

$$\text{Verbrauch} = b \cdot P^{r_p} \cdot X^{r_x} \quad (\text{Gl. 3-22})$$

OBJECTS.MinicAM berücksichtigt eine Vielzahl von Technologien und Energieträgern: Stromproduktion (aus Kohle, Erdöl, Erdgas, Biomasse, Wasserkraft, Brennstoffzellen, Kernenergie, Windenergie, Photovoltaik), synthetische Treibstoffproduktion (synthetischer Kraftstoff aus Kohle, Gas und Biomasse;

synthetisches Gas aus Kohle und Biomasse) und CO₂-Sequestrierung von fossilen Energieträgern (bei der Stromproduktion, der Wasserstoffproduktion und der synthetischen Kraftstoffproduktion). Für alle genannten Technologien wird eine technologische Entwicklung im Modellierungszeitraum angenommen.



Grafik nach Edmonds, [EDM 05]

Abb. 3-10: Schematische Darstellung des Angebotssektors von MiniCAM

Die Verknüpfung der Energieträger und deren Umwandlungstechnologien werden durch **Abb. 3-10** vereinfacht dargestellt. Der Biomasseproduktion, die auch die energetische Nutzung von Abfall berücksichtigt, ist das Landwirtschaftsmodell AgLU vorgeschaltet. Für Uran wird kein globaler Markt simuliert. Hier kann von jeder Region auf einen gemeinsamen Pool zurückgegriffen werden. Die Märkte für flüssige und feste Energieträger sind nochmals in Märkte für einzelne Energieträger, wie zum Beispiel Kohle oder Holz, unterteilt. Bei der Erdölförderung wird zwischen konventionellem und nicht konventionellem Erdöl unterschieden. Für die Sekundärenergieträger Strom und Wasserstoff wird kein globaler Markt modelliert, da sie von den weltweit gehandelten Primärenergieträgern erzeugt werden.

Die Nachfrageseite von ObjECTS.MiniCAM veranschaulicht **Abb. 3-11**. Es werden die vier Verbrauchssektoren Haushalt, Gewerbe, Industrie und Transport unterschieden. In den meisten Bereichen sind die Sektoren Gewerbe und Haushalt in einem gemeinsamen Sektor zusammengefasst worden. Exemplarisch wird in Abb. 3-11 am Sektor Transport die Aufschlüsselung einzelner Technologien dargelegt. Es wird differenziert zwischen Güter- und Personentransport. Der Personentransport kann wiederum durch die vier verschiedenen Transportmittel Pkw, Bus, Zug oder Flugzeug

erfolgen, denen verschieden Antriebstechnologien zugrunde liegen. Beim Pkw werden sechs unterschiedliche Antriebsmöglichkeiten modelliert.

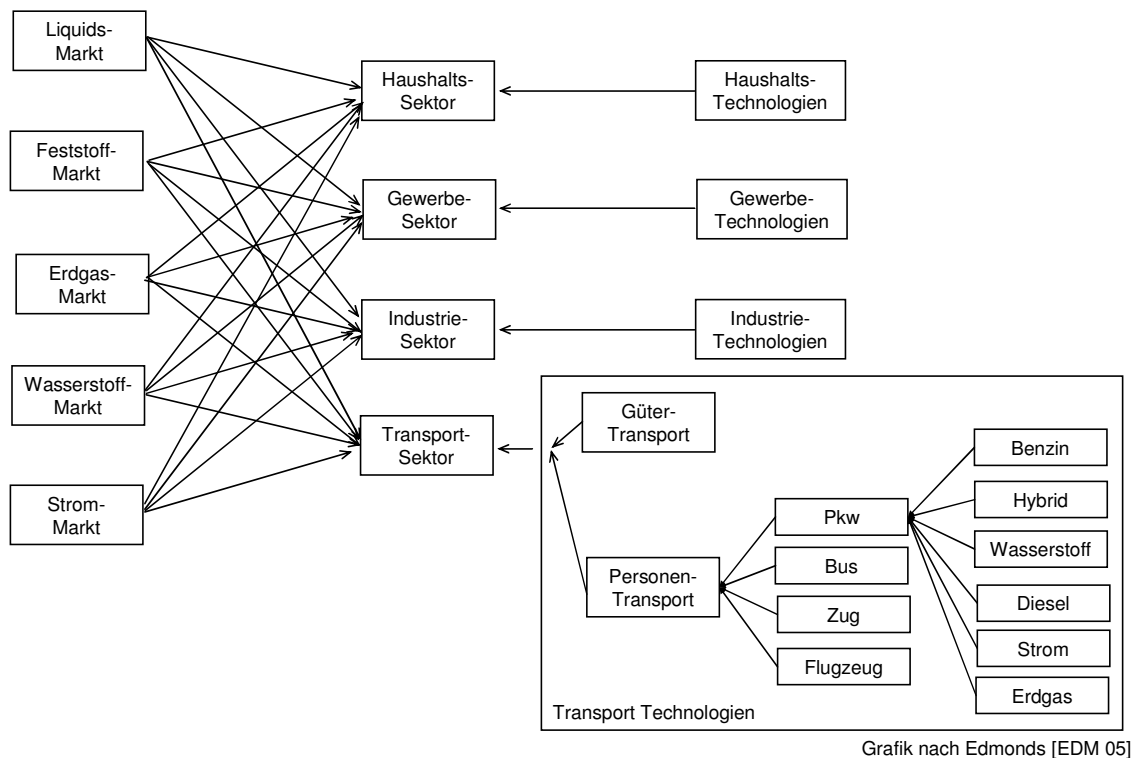


Abb. 3-11: Schematische Darstellung des Nachfragesektors von MiniCAM

3.1.2 Basislauf

ObjECTS.MiniCAM wurde zusammen mit fünf weiteren Energiemodellen zur Analyse des weltweiten Treibhausgassaustoßes für den *Special Report on Emission Scenarios* des *Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)* eingesetzt. Dabei wurden vier verschiedene Szenario-Familien mit Grundannahmen für die globalen Entwicklungen im demografischen, sozialen, wirtschaftlichen, ökologischen und politischen Bereich definiert. Diese Schlüsselkriterien dienten den sechs Weltmodellen als Basisdaten.

Mit Hilfe der sechs Modelle, die von unterschiedlichen Modellierungsteams entwickelt wurden und denen jeweils verschiedene Strukturen zu Grunde liegen, wurden die Treibhausgasemissionen als Folge von Variationen der Schlüsselkriterien bis zum Jahr 2100 analysiert. Dabei wurden keine Szenarien mit plötzlichen Überraschungen oder Katastrophen berücksichtigt. Es wurden Szenarien durch Variation des Wirtschaftswachstums, der Geschwindigkeit des technologischen Wandels, des betriebenen Aufwandes für Umweltschutz und der Bevölkerungsentwicklung definiert.

Jedem Szenario sind zwei Zielgrößen vorgegeben, die von den einzelnen Modellen erreicht werden müssen. Zum einen ist das die Bevölkerungszahl im Jahr 2100 und zum anderen das Bruttoinlandsprodukt am Ende des Modellierungszeitraumes.

Das „B2“ Szenario wird unter den Szenario-Familien als Basisszenario interpretiert. Im Wesentlichen werden bei diesem Szenario die aktuellen technischen und wirtschaftlichen Entwicklungen fortgeschrieben. Der Wandel hin zu anderen Technologien ist dabei moderat. Es wird von einem mittleren Bevölkerungswachstum und einem mittleren Zuwachs des Bruttoinlandsproduktes ausgegangen. Der Energieverbrauch erhöht sich hauptsächlich in den Entwicklungsländern und es sind genügend Ressourcen für alle Weltregionen vorhanden.

Im Folgenden werden die wesentlichen Ergebnisse dieses B2 Szenarios, das im Weiteren als Basisszenario bezeichnet wird, vorgestellt. Die Daten des Modells wurden im Jahr 2005 den Ist-Daten angepasst.

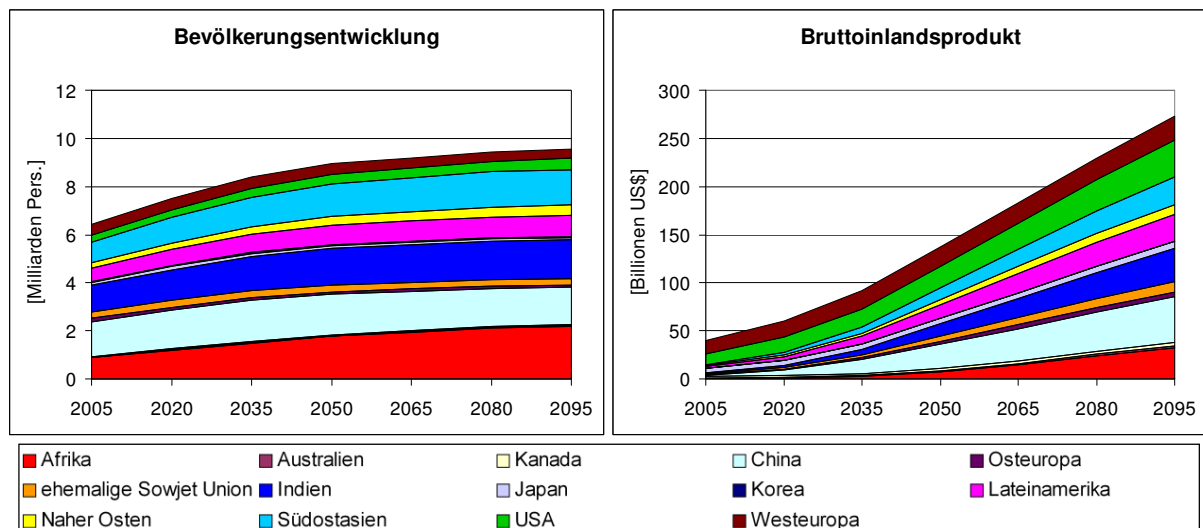


Abb. 3-12: Bevölkerung- und Bruttoinlandsproduktentwicklung im MiniCAM

Abb. 3-12 zeigt die dem Modell extern vorgegebene globale Bevölkerungsentwicklung und das daraus resultierende Bruttoinlandsprodukt, jeweils nach den 14 Regionen aufgeschlüsselt. Die heutige Weltbevölkerung von 6,5 Milliarden wird sich demnach auf 9 Milliarden im Jahr 2050 und dann noch einmal um eine halbe Milliarden auf 9,5 Milliarden Menschen im Jahr 2095 erhöhen. Die Regionen mit dem größten Bevölkerungswachstum sind Afrika und der Nahe Osten. Auch in den Regionen Südostasien, Lateinamerika, USA und Indien wird die Bevölkerung in diesen 90 Jahren um mehr als 50% wachsen. In den anderen Regionen stagniert die Bevölkerungszahl, in Europa und Japan nimmt sie ab 2050 sogar ab.

Das absolute Bruttoinlandsprodukt ist angegeben in US\$ aus dem Jahr 2000. Zwar wächst das BIP auch für die hoch entwickelten Regionen wie Europa und die USA, die

größten Steigerungsraten sind aber in den Entwicklungs- und Schwellenländern zu verzeichnen. Hier wird sich das BIP pro Kopf langsam dem der Industrienationen anpassen. Neben der Bevölkerungsgröße spielt auch die Produktivitätsentwicklung in den einzelnen Regionen für das jeweilige BIP eine Rolle.

Das prozentuale Produktivitätswachstum im Basisszenario wird in **Tab. 3-5** veranschaulicht. Die hohe Produktivität und die enorm große Bevölkerung von China führen dazu, dass China ab 2050 mit 19,4 Billionen US\$ das größte BIP der modellierten Regionen aufweist. Auch nach 2050 wächst das chinesische BIP stark weiter und übertrifft das amerikanische BIP im Jahr 2095 um 65%. Das BIP von Afrika steigt in den ersten 45 Jahren trotz hoher Bevölkerungszahl nur sehr langsam. Erst im Jahr 2050 erreicht Afrika dann ein Produktivitätswachstum von fast 5% und holt beim BIP pro Kopf im Vergleich zu den anderen Regionen auf. Im Jahr 2095 verfügt es nach China, den USA und Indien über das viertgrößte Bruttoinlandsprodukt.

Tab. 3-5: Entwicklung des Produktivitätswachstums in den MiniCAM Regionen

	2005	2020	2035	2050	2065	2080	2095
Afrika	0.4%	1.6%	3.9%	4.9%	3.9%	3.3%	2.1%
Australien	1.2%	2.1%	1.9%	1.3%	0.7%	-0.3%	0.9%
Kanada	1.9%	0.9%	2.5%	0.3%	1.2%	0.4%	1.0%
China	8.0%	7.3%	6.5%	4.3%	3.2%	1.8%	1.1%
Osteuropa	2.0%	5.9%	5.9%	4.9%	1.8%	1.0%	0.8%
ehemalige SU	-3.5%	3.6%	5.5%	5.4%	2.4%	1.6%	1.2%
Indien	3.4%	6.1%	5.3%	4.4%	2.6%	2.3%	1.8%
Japan	1.3%	2.3%	0.5%	0.9%	0.4%	1.2%	1.5%
Korea	4.7%	4.3%	2.0%	1.3%	0.3%	0.4%	0.3%
Lateinamerika	1.1%	1.9%	3.6%	3.4%	2.3%	1.4%	0.6%
Naher Osten	-0.5%	0.8%	2.1%	2.6%	1.5%	0.9%	0.1%
Südostasien	2.3%	5.1%	4.5%	3.8%	2.1%	1.8%	1.4%
USA	1.6%	1.3%	1.2%	0.8%	0.9%	1.0%	1.1%
Westeuropa	2.4%	0.6%	1.1%	0.5%	1.1%	1.2%	0.9%

Der von ObjECTS.MiniCAM im Basisfall errechnete Primärenergieverbrauch wird durch **Abb. 3-13** dargestellt. Die regenerativen Energien sind zusammengefasst worden. Ihr Anteil wird weiter wachsen und im Jahr 2095 mit 400 EJ 30% der Primärenergieversorgung betragen, was fast dem heutigen, gesamten Primärenergieverbrauch entspricht. Mit 60% wird am Ende dieses Jahrhunderts jedoch der überwiegende Teil des Energiebedarfs durch fossile Energieträger gedeckt. Der Erdölverbrauch nimmt nur geringfügig zu und wird langsam von nicht-konventionellem Öl ersetzt. Der Erdgasverbrauch verdoppelt sich bis zum Jahr 2095, wohingegen sich der Kohleverbrauch innerhalb von 90 Jahren verdreifacht.

Die Nutzung der Kernenergie bleibt ein geringer, aber konstanter Faktor innerhalb der Energieversorgung. Die Verwendung traditioneller Biomasse als Energieträger läuft

langsam aus. Dagegen wächst der Anteil industriell genutzter Biomasse bis zum Jahr 2095 beachtlich und kann dann 7% des Primärenergiebedarfs decken.

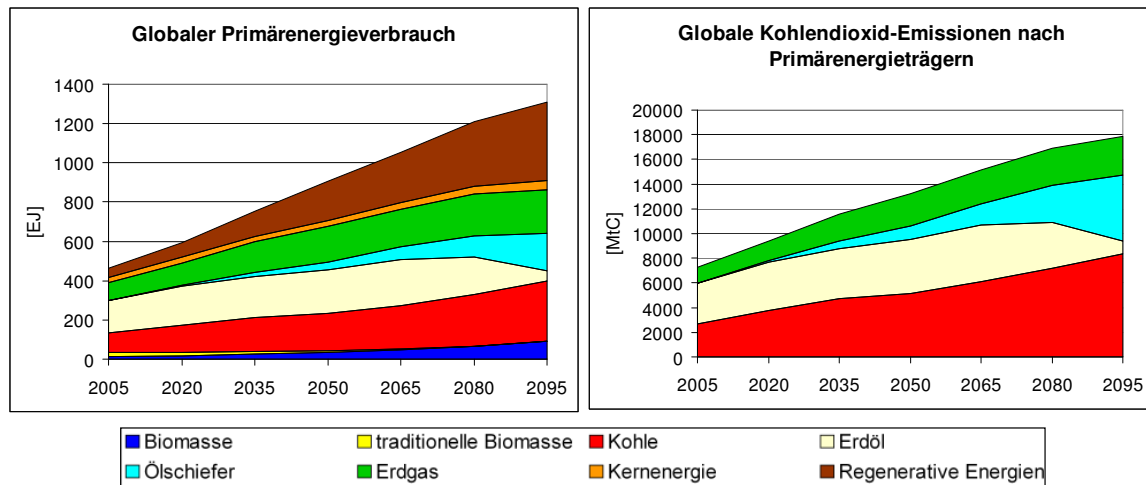


Abb. 3-13: Globaler Primärenergieverbrauch und globale Kohlendioxid-Emissionen nach Primärenergieträgern

Auf der rechten Seite von Abb. 3-13 werden die globalen CO₂-Emissionen veranschaulicht. Sie steigen von heute gut 7000 Mt Kohlenstoff auf knapp 18000 MtC im Jahr 2095. Hier macht sich der starke Anstieg der Kohle bei der Energieversorgung (23% im Jahr 2095) bemerkbar. Fast die Hälfte der globalen CO₂-Emissionen im Jahr 2095 sind durch Kohle verursacht. Die Biomasse wird CO₂-neutral bewertet und die CO₂-Emissionen für die Herstellung der regenerativen Energieerzeuger und der Kernenergie werden vernachlässigt.

Abb. 3-14 zeigt die globalen Kohlendioxid-Emissionen aufgeschlüsselt nach den modellierten Regionen. Die USA stoßen am meisten Kohlendioxid aus und ihr Ausstoß wächst noch weiter. Erst im Jahr 2095 erreicht China, das als Land mit großen Kohlevorräten auch heute schon hohe CO₂-Emissionen aufweist, die Emissionswerte der USA. Außer in West- und Osteuropa und in Japan nehmen die CO₂-Emissionen in den anderen Regionen in Zukunft noch stark zu.

Der globale Erdgasverbrauch im OBJECTS.MiniCAM Basisszenario steigt von 89 EJ im Jahr 2005 auf 221 EJ im Jahr 2095 (Abb. 3-14). In der ehemaligen Sowjet Union nimmt der Erdgasverbrauch ab, während in den Industrieregionen Europa, Australien, Kanada, Japan und den USA der Erdgasverbrauch stagniert. In den Regionen Indien, China und Afrika beginnt der Erdgasverbrauch ab 2020 stark zu steigen.

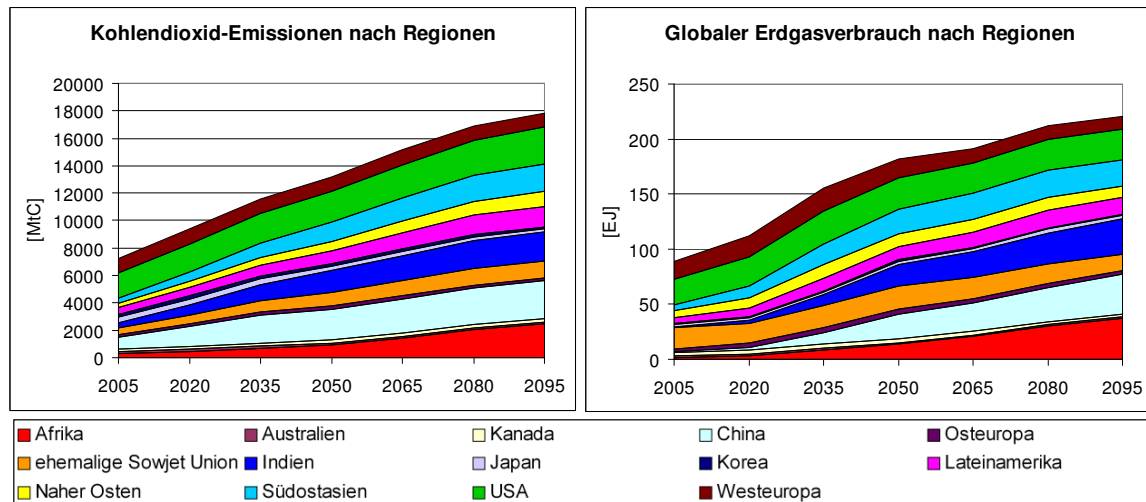


Abb. 3-14: Globale Kohlendioxid-Emissionen und globaler Erdgasverbrauch nach Regionen

Abb. 3-15 beschreibt zum einen den globalen Energieverbrauch aufgeschlüsselt nach Energieträgern in den drei Sektoren Haushalt und Gewerbe, Industrie und Transport. Zum anderen wird in der letzten Grafik der globale Erdgasverbrauch nach diesen Sektoren unterteilt. Zwar kann die gesamte Stromproduktion sowohl nach Sektoren als auch nach Energieträgern aufgeschlüsselt werden, jedoch ist die Unterteilung nach Energieträgern innerhalb eines Sektors oder umgekehrt nicht möglich.

Im Sektor Haushalt und Gewerbe sinkt der Anteil von Biomasse, traditioneller Biomasse, Kohle und Erdöl an der Energieversorgung von heute 49% auf 3% im Jahr 2095. Nur das Öl mit 4 EJ und die Biomasse mit 1,5 EJ tragen dann noch einen merklichen Teil zur Energieversorgung in diesem Sektor bei. Der Einsatz von Erdgas wird im Haushalt und Gewerbe-Sektor verdoppelt. Die starke Steigerung des Energieverbrauches wird jedoch durch einen enormen Anstieg des Strombezuges kompensiert.

Ähnlich sieht das Bild für den Industriesektor aus. Hier wird die steigende Energienachfrage überwiegend durch Strom gedeckt. Dabei muss berücksichtigt werden, dass ein Großteil dieses Stroms durch Kohle und regenerative Energien erzeugt wird. Der Erdgasverbrauch sowie der nicht energetische Verbrauch im Industriesektor steigen leicht. Die Nutzung von Erdöl und Kohle nimmt ab, während die Nutzung von Biomasse konstant bleibt.

Der Energieverbrauch des Transportsektors erfährt mit 180% Zuwachs die größte Steigerung in den nächsten 90 Jahren. Ihm wird dabei der geringste technologische Wandel vorhergesagt. Der dominierende Treibstoff für den Verkehr bleibt weiterhin das Erdöl. Ein sehr geringer Teil wird dem Strom zugerechnet und ein unmerklicher Anteil

von 0,4% der Energieversorgung des Transportsektors im Jahr 2095 entfällt auf den Energieträger Erdgas.

Die vierte Grafik aus Abb. 3-15 macht deutlich, dass das zusätzlich genutzte Erdgas überwiegend zur Stromproduktion herangezogen wird.

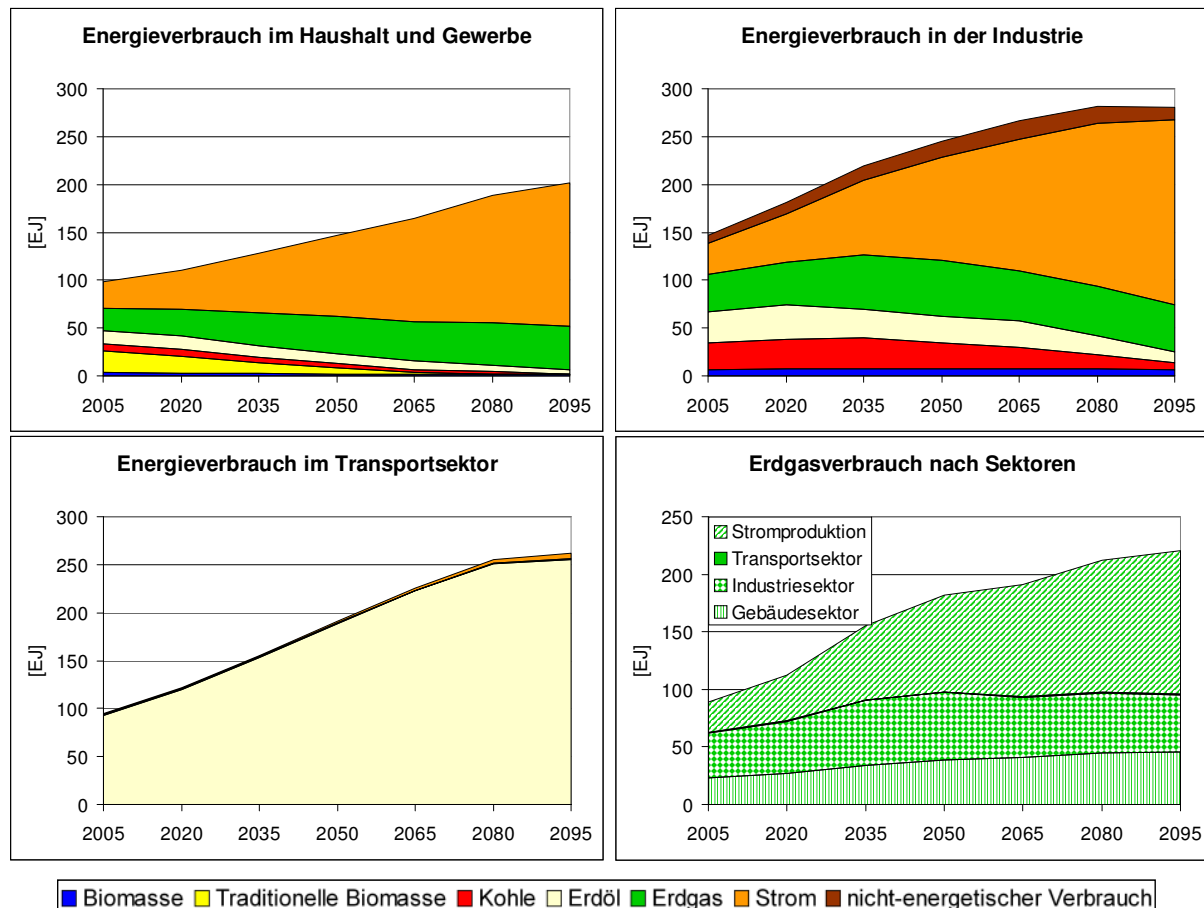


Abb. 3-15: Globaler Energieverbrauch und globaler Erdgasverbrauch nach Sektoren

3.3 Verbindung von ProToG und ObjECTS.MinicAM

In diesem Abschnitt wird die Schnittstelle zwischen dem ProToG Modell und ObjECTS.MinicAM beschrieben. Die Kopplung wird durchgeführt, um einen dynamischen Erdgasverbrauch für das ProToG Modell zu generieren. ObjECTS.MinicAM führt die Simulation dieses Erdgasverbrauches durch, indem es Erdgas zu ProToG Preisen in Wettbewerb mit den anderen Energieträgern stellt.

Im ObjECTS.MinicAM wird der Erdgasmarkt genauso wie die Märkte der anderen Energieträger abgebildet. Ausgehend von einem globalen Preis werden regionale Preise durch unterschiedliche Steuern ermittelt. Da für Erdgas dieses Vorgehen zu kurz greift, weil kein globaler Erdgaspreis existiert, wurde der Erdgasmarkt im

ObjECTS.MiniCAM unterbunden und stattdessen konstante Erdgaspreise für jede Region durch das ProToG Modell ermittelt. Für die genaue Beschreibung der Schnittstelle der beiden Modelle wird zunächst der Erdgassektor von ObjECTS.MiniCAM vorgestellt.

Abb. 3-16 zeigt den Erdgassektor von ObjECTS.MiniCAM für eine der 14 simulierten Regionen. Jeder dargestellte Kasten repräsentiert ein Handelsgut im Modell. Dabei werden aus modelltechnischen Gründen Güter wie z.B. *regional natural gas* definiert, die in der Erdgaswirtschaft so nicht vorkommen. Um diese „künstlichen“ Güter von den realen Erdgasprodukten besser unterscheiden zu können, wurde auf eine Übersetzung ins Deutsche verzichtet.

Zunächst kann *natural gas* gefördert und weltweit gehandelt werden, bevor es in *regional natural gas* umgewandelt wird. Das *regional natural gas* wird dann aufbereitet zu *wholesale gas*. Zudem kann *regional coal* und *regional biomass* zu *wholesale gas* vergast werden. Das *wholesale gas* kann direkt den Industriebedarf decken oder wird zur Stromproduktion hergezogen. Um den Haushalt- und den Transportsektor zu versorgen, muss das *wholesale gas* vorher zu *delivered gas* verteilt werden. Die Güter *elec_ind*, *elec_bld* und *elec_trn* ermöglichen es, unterschiedliche Strompreise für die Sektoren Industrie, Haushalt und Gewerbe und Transport zu definieren. Die einzelnen Verbrauchssektoren setzen sich aus dem Erdgasverbrauch verschiedener Technologien zusammen. Die einzelnen Technologien sind in Abb. 3-16 nicht mehr aufgeführt worden, da für die Anbindung an das ProToG Modell nur der Angebotssektor von Interesse ist.

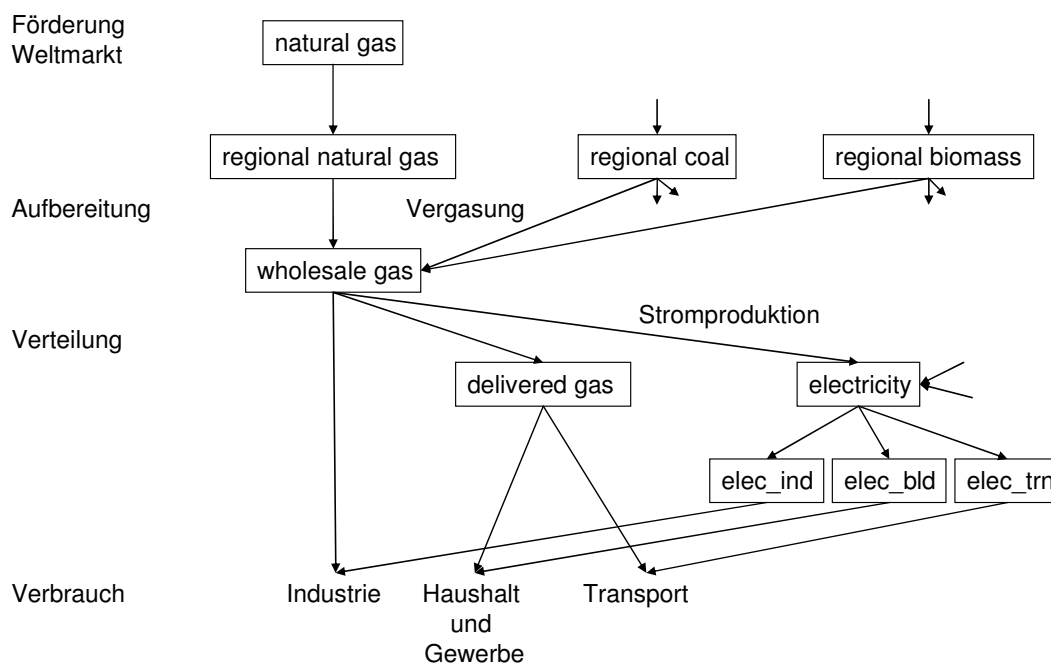


Abb. 3-16: Erdgassektor in ObjECTS.MiniCAM

Energieträger können sowohl im Angebotssektor als auch im Nachfragesektor durch andere Energieträger substituiert werden. Im Nachfragesektor geschieht dies durch die Nutzung anderer Technologien, das heißt der Verbrauch eines Energieträgers sinkt oder steigt je nach Verhalten der Verbraucher. Auf der Angebotsseite werden Energieträger umgewandelt, um die Eigenschaften konkurrierender Energieträger mit größerer Nachfrage zu erlangen.

Der Erdgasangebotssektor für eine Region ist in **Abb. 3-17** dargestellt. Die weiß gekennzeichneten Elemente des Angebotssektors werden durch das ProToG Modell abgebildet, die blau markierten werden durch die Kopplung mit ObjECTS.MinicAM berücksichtigt. Die Energieträgersubstitution im Nachfragesektor erfolgt implizit durch den elastischen Erdgasverbrauch. Die Substitution von Erdgas im Angebotssektor ist durch die Primärenergieträger Kohle und Biomasse möglich. Um jedoch die Eigenschaft von Erdgas zu erlangen, müssen Kohle und Biomasse vergast werden. Außerdem kann Erdgas in manchen Bereichen den Energieträger Erdöl ersetzen. Dafür wird Erdgas zu synthetischem Treibstoff verflüssigt (*Gas to Liquids (GTL)*).

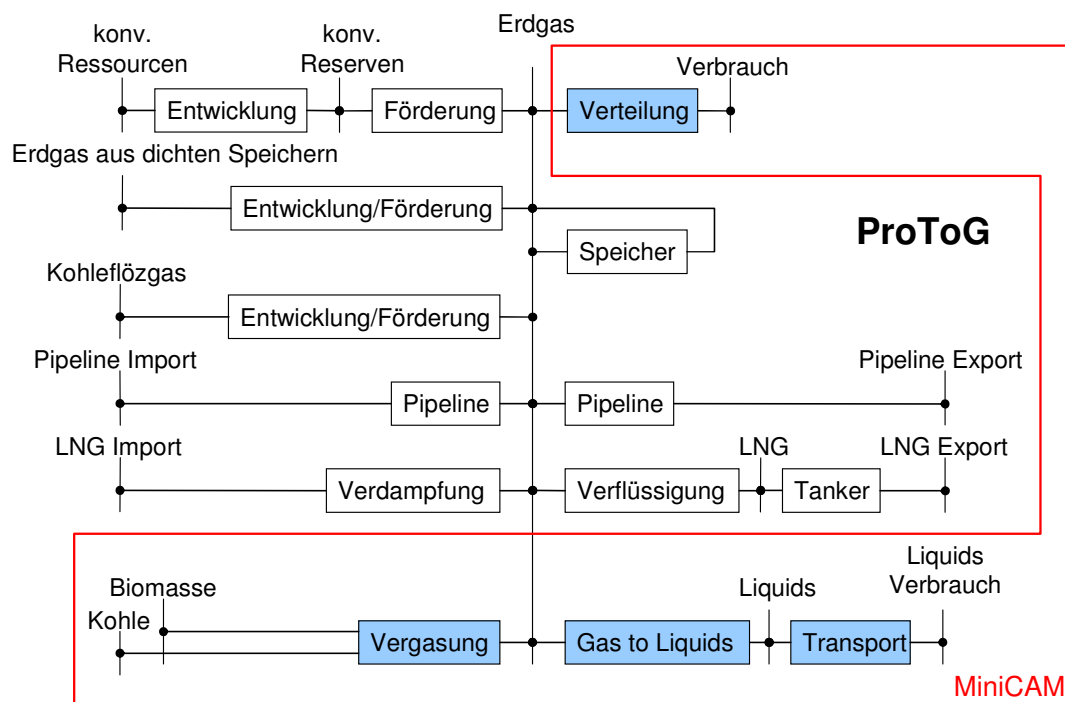


Abb. 3-17: Modellierter Erdgasangebotssektor für eine Region

Das ProToG Modell bildet den Angebotssektor für den Erdgasmarkt ab. Die Implementierung der Schnittstellentechnologien, wie die Kohle- und Biomassevergasung und die Erzeugung von synthetischem Treibstoff, die den Erdgasangebotssektor mit andern Sektoren verbindet, wurde mit Hilfe des ObjECTS.MinicAM durchgeführt. Dadurch wird der Erdgassektor mit detaillierter Ressourcenbasis und

Transportinfrastruktur im Ganzen modelliert, ohne dass die Einflüsse der übrigen Energiemärkte vernachlässigt werden.

Der Erdgastransport innerhalb des ProToG Modells endet im Zentrum der jeweiligen Verbraucherländer. Um die Kosten für die Verteilung des Erdgases im Land zu berücksichtigen, gehen im ObjECTS.MinicAM durchschnittliche inländische Transportkosten mit ein. Die von ObjECTS.MinicAM modellierten Elemente des Erdgassektors schlagen sich letztendlich alle im Erdgasverbrauch, der dem ProToG Modell vorgegeben wird, nieder.

Das vom ProToG Modell angebotene Erdgas muss den Erdgasverbrauch des ObjECTS.MinicAM-Gutes *regional natural gas* decken (**Abb. 3-18**). Dabei konkurriert es mit dem Kohle- und Biomassegas. Der globale Erdgashandel und die Erdgasförderung im ObjECTS.MinicAM wurden unterbunden und in jeder Region steht Erdgas zu ProToG-Preisen zur Verfügung.

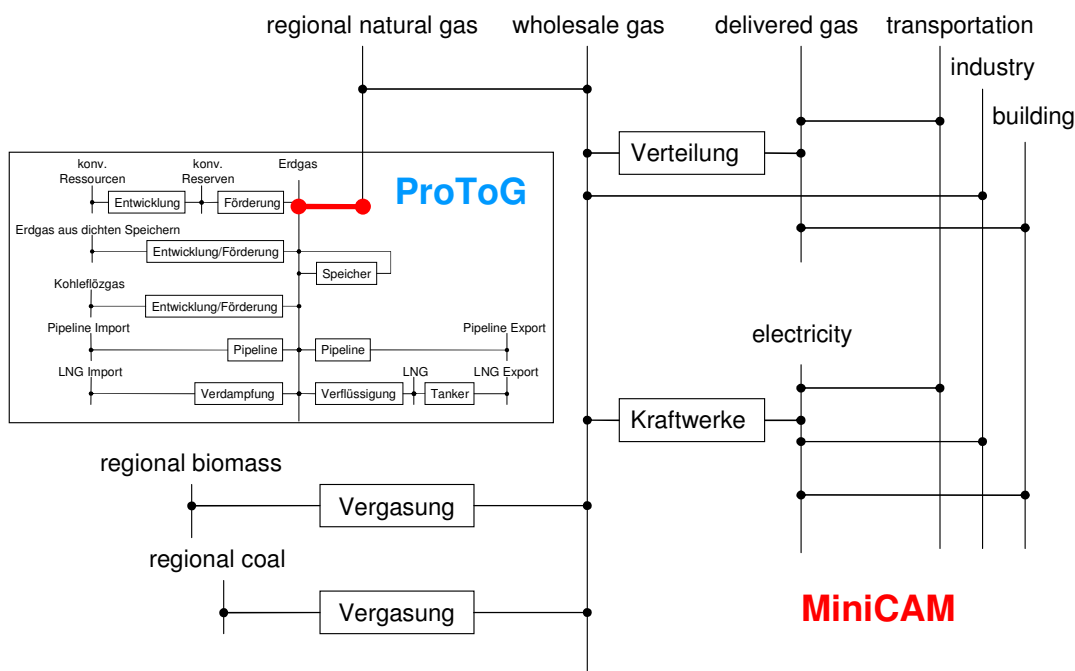


Abb. 3-18: Koppelung von ProToG Modell und ObjECTS.MinicAM

Die genaue Kopplung von ProToG Modell und ObjECTS.MinicAM wird schematisch durch **Abb. 3-19** veranschaulicht. Es existieren vier gemeinsame Zeitpunkte. Den ersten gemeinsamen Zeitpunkt stellt das Basisjahr 2005 dar. In diesem Jahr optimiert das ProToG Modell mit den aktuellen länderspezifischen Verbrauchsdaten. Die restlichen drei Zeitpunkte 2020, 2035 und 2050 werden als Schnittstelle genutzt. In diesen Jahre wird der Erdgasverbrauch von ObjECTS.MinicAM für die Preisberechnung herangezogen.

Die gesamte Modellierung des Erdgasmarktes wird mit Hilfe zweier Iterationen durchgeführt. Die erste Iteration hat zum Ziel, die Erdgaspreise im ObjECTS.MinicAM einzustellen, und durch die zweite Iteration wird der Erdgasverbrauch für das ProToG Modell ermittelt.

Gestartet wird die Modellierung mit einem ersten Lauf des ProToG Modells. Der dazu nötige Erdgasverbrauch entspricht dem des Basisfalles vom ObjECTS.MinicAM (s. 3.1). Die optimierten Erdgaspreise für jedes ProToG-Land werden in Erdgaspreise für jede MiniCAM-Region umgewandelt und als vorläufige, spezifische Bezugskosten für *regional natural gas* in das globale Energiemodell eingesetzt. Die tatsächlichen Erdgaspreise in ObjECTS.MinicAM können nicht direkt vorgegeben werden, da sie erst während der Berechnung in Abhängigkeit der Erdgasnachfrage und des Marktanteils simuliert werden. Deshalb wird bei der ersten Iteration solange die Differenz zwischen den ProToG-Preisen und den MiniCAM-Preisen zu den durchschnittlichen Bezugskosten addiert, bis diese Differenz gegen Null geht und die Erdgaspreise des ObjECTS.MinicAM-Laufes den Preisen des ersten ProToG-Laufes entsprechen.

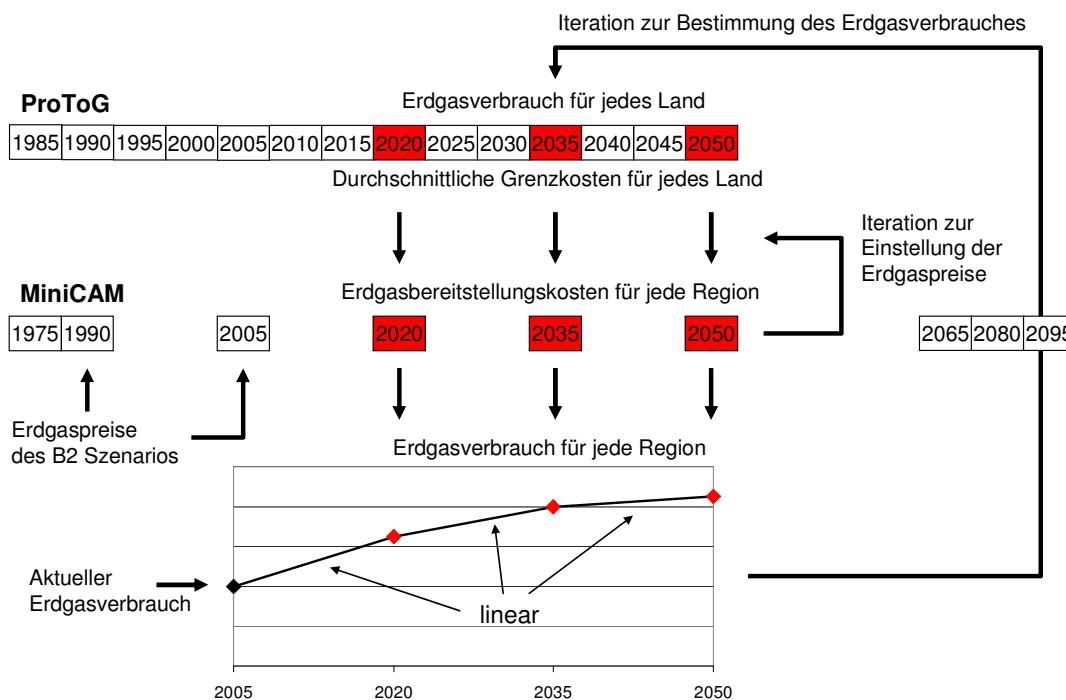


Abb. 3-19: Schematische Darstellung des Kopplungsprozesses von ProToG und ObjECTS.MinicAM

Das globale Energiesystem wird in ObjECTS.MinicAM für jeden Zeitschritt separat simuliert. Als Startwerte für die iterative Bestimmung der Marktpreise innerhalb eines Zeitschrittes dienen die Energiepreise des vorherigen Zeitschrittes. Für die Jahre 1990 und 2005 wurden die Erdgaspreise des Basisfalles aus Kapitel 3.1 herangezogen.

Die letzten drei Zeitperioden 2065 bis 2095 von ObjECTS.MinicAM haben keinen Einfluss auf die Energiewirtschaft bis 2050 und werden deshalb vernachlässigt.

Durch die zweite Iteration wird der Erdgasverbrauch für das ProToG Modell bestimmt. Das ProToG Modell benötigt für zehn Zeitschritte für jedes Land einen vorgegebenen Erdgasverbrauch. Der Erdgasverbrauch von 2020, 2035 und 2050 wird aus dem ObjECTS.MinicAM hergenommen und für das Jahr 2005 wird dem Modell der aktuelle Erdgasverbrauch vorgegeben. Die dazwischen liegenden Werte werden mit Hilfe der vier bekannten Größen linear interpoliert.

Die Iteration wird solange durchgeführt, bis der Erdgasverbrauch sich eingependelt hat. **Abb. 3-20** zeigt die iterative Bestimmung des Erdgasverbrauches exemplarisch für den Nahen Osten und die USA. Während sich für den Nahen Osten sehr schnell ein konstanter Wert einstellt, schwankt der Erdgasverbrauch für die USA am Anfang stark und erreicht auch zum Ende keinen einheitlichen Wert. Dies kann durch die Methode der linearen Programmierung erklärt werden, bei der es auch bei stetiger Variation der Eingangsgrößen zu Sprüngen bei der Lösung kommen kann.

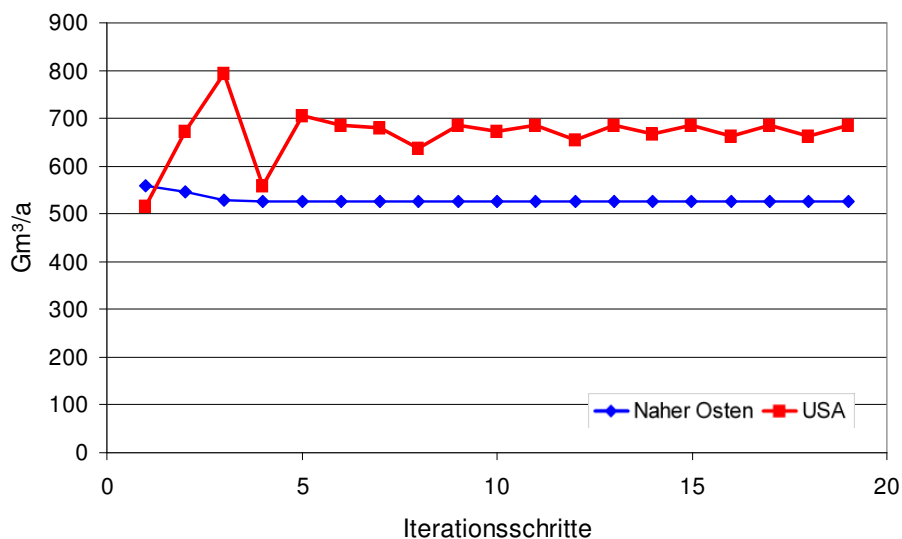


Abb. 3-20: Iterative Bestimmung des Erdgasverbrauches für den Nahen Osten und die USA im Jahr 2020

Im Fall der USA kann ein solcher Sprung durch einen zusätzlichen Erdgasimporteure ausgelöst werden, der durch einen längeren Transportweg oder durch kostenintensivere Förderung die Grenzkosten für Erdgas in den USA sprunghaft anhebt. Dies führt wiederum zu einem sinkenden Erdgasverbrauch, so dass beim nächsten Iterationsschritt der zusätzliche Importeur nicht mehr benötigt wird und die Grenzkosten wieder sprunghaft sinken. In der Realität würden diese Übergänge stetig verlaufen. Bei der Modellierung wird in diesem Fall ein Durchschnittswert der letzten Iterationsschritte

gebildet. Für den Erdgasverbrauch des Nahen Ostens entstehen solche Sprünge nicht, da im dort stets einheimisches Erdgas genutzt werden kann.

Kapitel 4 Ergebnisse und Interpretationen

Zunächst werden in diesem Kapitel die Ergebnisse des Referenzlaufes mit dem Datensatz aus Abschnitt 3.2.3 vorgestellt und diskutiert. Zwei entscheidende Größen für die Entwicklung des globalen Erdgasmarkts sind die Förderkosten von nicht-konventionellem Erdgas und die Entwicklung der Kosten für die LNG Technologien. Da über die allgemeinen Förderkosten von nicht-konventionellem Erdgas nur wenig bekannt ist, werden in Abschnitt 4.2.2 unterschiedliche Kostenannahmen getroffen und deren Auswirkungen auf den globalen Erdgasmarkt untersucht. Die aktuellen Kosten für LNG Technologien sind dagegen gut dokumentiert, lediglich über die Kostenlernkurven dieser Technologien gibt es unterschiedliche Meinungen. Deshalb werden in Abschnitt 4.2.1 verschiedene Lernkurven für die Verflüssigungsanlagen und die LNG Tanker angenommen und bezüglich des Erdgasmarktes analysiert. Da die zu erwartende Kostenreduktion der Verdampfungsanlagen als gering gilt, wurde ihrer Lernkurve bezüglich des Referenzfalls nicht verändert.

4.1 Referenzlauf

4.1.1 Globale Betrachtung

Die wichtigste Eingangsgröße für das ProToG Modell ist der Erdgasverbrauch, der, wie zuvor beschrieben, mit dem OBJECTS.MiniCAM ermittelt wurde. **Abb. 4-1** stellt den Erdgasverbrauch für die 14 MiniCAM-Regionen zu den für die Kopplung relevanten Zeitpunkten 2020, 2035 und 2050 dar. Die jeweils linken Säulen repräsentieren den Erdgasverbrauch des OBJECTS.MiniCAM im *single* Modus und die rechten Säulen

zeigen den errechneten Erdgasverbrauch nach der Anbindung an das ProToG Modell. Als Startwerte werden die IEA-Werte von 2003 [IEA 04] verwendet.

Der Erdgasverbrauch zu in jedem Zeitpunkt nach der Anbindung höher als im Basisszenario des ObjECTS.MiniCAM. Dies liegt zum einen daran, dass durch die unterschiedlichen regionalen Erdgaspreise, die das ProToG Modell berechnet, zunächst ein starker Anstieg des Erdgasverbrauches in den erdgasreichen Regionen, wie dem Nahen Osten und der ehemaligen Sowjet Union, zu verzeichnen ist. Zum anderen nimmt gerade gegen Ende des Modellierungszeitraumes die Förderung von nicht-konventionellem Erdgas im ProToG Modell stark zu. In ObjECTS.MiniCAM sind die nicht-konventionellen Vorkommen nur in Form ihrer Reserven berücksichtigt worden und stellen somit kein großes Potenzial dar.

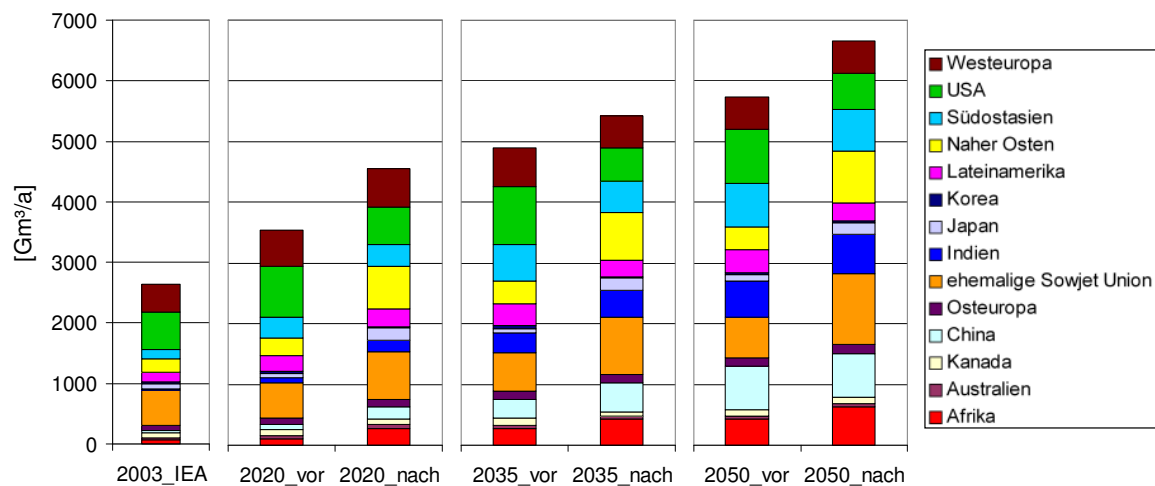


Abb. 4-1: Globaler Erdgasverbrauch von ObjECTS.MiniCAM vor und nach der Anbindung an das ProToG Modell

Der Erdgasverbrauch in Westeuropa verändert sich durch das ProToG Modell nur unwesentlich. Er nimmt bis zum Jahr 2050 leicht ab. Ein deutlicher Unterschied bezüglich des Erdgasverbrauches vor und nach der Anbindung ist dagegen bei den USA zu erkennen. Während im Basislauf des ObjECTS.MiniCAM der Erdgasverbrauch in den nächsten 45 Jahren in den USA stark zunimmt, bleibt er durch die Berücksichtigung der ProToG Preise auf konstantem Niveau. Gerade in den USA, die nicht an einem großen Pipelinennetz mit den erdgasreichen Ländern hängen, machen sich die hohen Transportkosten von verflüssigtem Erdgas bemerkbar. Der daraus resultierende hohe Erdgaspreis führt zu einem stagnierenden Erdgasverbrauch.

Der Nahe Osten und die ehemalige Sowjet Union müssen aufgrund ihrer Erdgasvorkommen keine internationalen Transportkosten und Transitgelder zahlen,

weshalb ihr Erdgaspreis deutlich geringer ausfällt als der der erdgasimportierenden Länder; dementsprechend steigt hier der Erdgasverbrauch deutlich.

Heute sind die USA das Land mit dem höchsten Erdgasverbrauch, der mit 621 m^3 23% des weltweiten Erdgasverbrauches ausmacht. Im Referenzfall des ProToG Modells erreichen China und Indien im Jahr 2050 einen höheren Erdgasverbrauch als die USA, deren Verbrauch mit 586 m^3 Erdgas dann nur noch 9% des weltweiten Verbrauches entspricht. Des Weiteren weisen die Regionen Afrika und Südostasien 2050 einen höheren Erdgasverbrauch auf als die USA. Neben dem westeuropäischen Erdgasverbrauch sinkt auch der Südamerikas gegen Ende des Modellierungszeitraumes. Ebenso wie in den USA werden dann auch die südamerikanischen Grenzkosten für den Erdgasbezug durch die Kosten der LNG Technologien bestimmt.

Die weltweite Erdgasproduktion - unterteilt in konventionelle Reserven, konventionelle Ressourcen und nicht-konventionelles Erdgas in dichten Speichern sowie nicht-konventionelles Kohleflözgas - wird in **Abb. 4-2** dargestellt. Die von dem USGS prognostizierten wachsenden Reserven sind mit den Ressourcen zusammengefasst worden. Da im Modell die nicht-konventionellen Reserven durch die konventionellen Reserven berücksichtigt wurden, werden im Jahr 2005 100% konventionelle Reserven gefördert. Die Klassifizierung von Reserven und Ressourcen in Abb. 3-14 bezieht sich stets auf den Wissenstand von 2005 und wird nicht über die Zeit verändert.

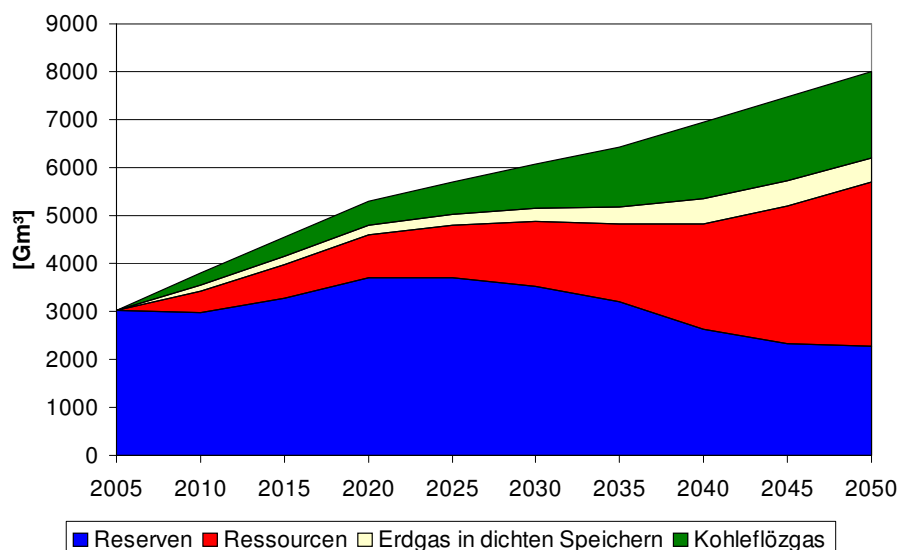


Abb. 4-2: Globale Erdgasproduktion

Insgesamt verdoppelt sich die Erdgasförderung in den nächsten 25 Jahren von 3000 Gm^3 auf 6000 Gm^3 . In den letzten 20 Jahren steigt sie dann noch einmal um 2000 Gm^3 auf 8000 Gm^3 im Jahr 2050. Das konventionelle Erdgas wird auch bis dahin den größten Teil der gesamten Erdgasförderung ausmachen. Die Förderung der heute bekannten Reserven erreicht ihren Peak im Jahr 2020 und fällt dann kontinuierlich bis

2050, wo sie noch 28% zur Gesamtförderung beiträgt. Durch die Ressourcen steigt die konventionelle Erdgasförderung jedoch stetig weiter, auch wenn ihr relativer Beitrag zur Gesamtförderung aufgrund der nicht-konventionellen Erdgasförderung dabei sinkt.

Die Nutzung von Kohleflözgas nimmt in den nächsten 45 Jahren stark zu, ihr Anteil ist dabei stets deutlich größer als der von Erdgas aus dichten Speichern. Dies ist mit der geographischen Lage der verschiedenen nicht-konventionellen Vorkommen zu begründen. Da das Erdgasvorkommen in dichten Speichern in einem prozentualen Verhältnis zu den konventionellen Erdgaslagerstätten steht und seine Förderung deutlich höhere Kosten verursacht als die Förderung von konventionellen Reserven, wird Erdgas in dichten Speichern erst dann gefördert, wenn die Vorkommen des konventionellen Erdgases in dieser Region zur Neige gehen. Kohleflözgas kommt jedoch auch in erdgasarmen Regionen vor und wird dort trotz höherer Förderkosten aufgrund der eingesparten Transportkosten schon früher wirtschaftlich, so dass der Anteil der Kohleflözgasförderung im Jahr 2050 23% der gesamten Erdgasförderung ausmacht.

Durch den zunehmenden Erdgasverbrauch und die endlichen Ressourcen in verbrauchsnahe Gegend nimmt der Transport von Erdgas in den nächsten Jahren stark zu. Wie diese Steigerung des Pipeline und LNG Transportes genau aussieht, zeigt **Abb. 4-3**. Außerdem wird auf der rechten Seite dieser Abbildung die Entwicklung des globalen Erdgasverbrauches der Entwicklung der internationalen Erdgastransporte gegenübergestellt.

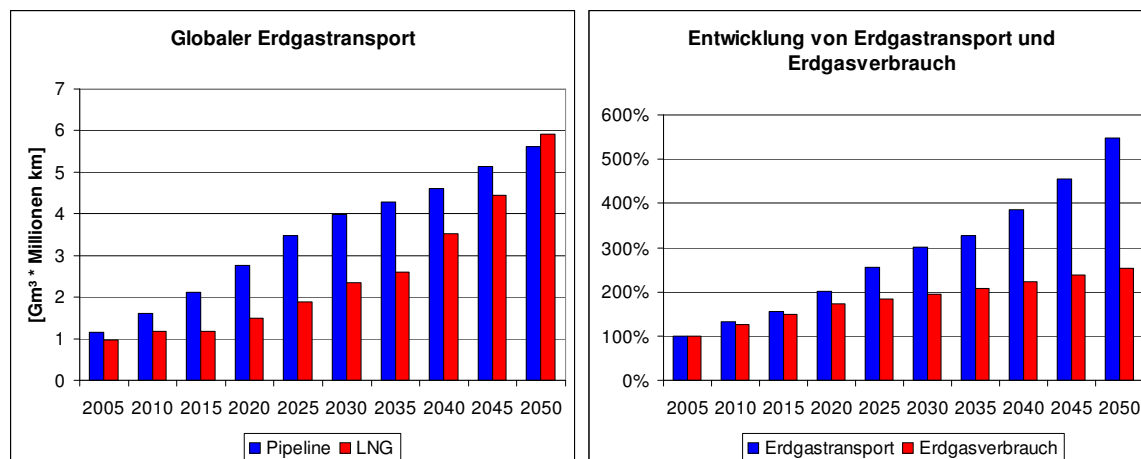


Abb. 4-3: Globale Entwicklung des Erdgastransports und des Erdgasverbrauches

Obwohl weltweit deutlich mehr Erdgas in Pipelines transportiert wird, ist heute die zurückgelegte Strecke des Erdgases in Pipelines nur unwesentlich länger als die Strecke über die das verflüssigte Erdgas transportiert wird. In Abb. 4-3 wird deutlich, dass der Pipeline Transport bis 2030 stärker zunimmt als der LNG Transport. Während die Steigerungsrate des Pipeline Transportes ab 2030 langsam geringer wird, nimmt die

Nutzung von LNG Tankern dann exponentiell zu, bis sie 2050 die Länge der Transportstrecke der Pipelines erreicht.

Der späte Anstieg des LNG Transportes hat zwei Gründe, zum einem wird zunächst das Erdgas in der Nähe des Verbrauchers genutzt, was die Transportdistanzen gering hält und somit die Pipeline begünstigt. Aufgrund der streckenunabhängigen Kosten für die Verflüssigungs- und Verdampfungsanlagen, die im Schnitt über 70% der Kosten des LNG Transportes ausmachen, steigt die Konkurrenzfähigkeit des LNG Transportes mit der Transportdistanz. Auf kurzen *onshore*-Strecken ist die Pipeline aus wirtschaftlicher Sicht nicht durch den LNG Transport zu ersetzen. Steigt nun die Transportstrecke zwischen Produzent und Verbraucher, wird der LNG Transport zur wirtschaftlicheren Alternative.

Den zweiten Grund für den rasanten, späten Anstieg des LNG Transportes stellt die günstigere Kostenentwicklung über die Zeit dar. Für die Verflüssigungsanlagen und für die LNG Tanker ist eine Verringerung der Investitionskosten von 1,5% pro Jahr angenommen worden, wohingegen die Kostenreduktion beim Pipelinebetrieb bei 0,5% pro Jahr liegt. Welchen Einfluss unterschiedliche „Lernkurven“ der Investitionskosten für LNG Technologien haben, wird in Abschnitt 4.2.1 ausführlich behandelt.

Der gesamte Erdgastransport steigt in den abgebildeten 45 Jahren auf 550% des heutigen Wertes. Dass diese Entwicklung nicht nur durch den weltweiten Anstieg des Erdgasverbrauches begründet werden kann, wird durch das rechte Bild von Abb. 4-3 verdeutlicht. Neben dem Erdgasverbrauch, der im selben Zeitraum auf 250% des heutigen Verbrauches anwächst, nimmt die Transportdistanz zwischen Produzent und Verbraucher in den nächsten Jahren immer stärker zu.

Wie sich die Kosten des Transports auf die Gesamtkosten für die Erdgasbereitstellung auswirken, veranschaulicht **Abb. 4-4**. Auf der linken Seite wird auf das Verhältnis zwischen Transport- und Produktionskosten für die Jahre 2005 und 2050 eingegangen. Dabei sind die Transportkosten in Kosten für die Pipelines, für die LNG Technologien und für den Transit unterteilt. Auf der rechten Seite werden die absoluten Beträge der weltweiten Gesamtkosten für die Bereitstellung des Erdgases pro Jahr dargestellt. Zusätzlich sind die spezifischen Erdgaskosten, also die Gesamtkosten bezogen auf den weltweiten Erdgasverbrauch, bis zum Jahr 2050 in grün aufgetragen worden.

Das Verhältnis zwischen den Produktionskosten und den Transportkosten zwischen 2005 und 2050 ändert sich nur geringfügig. Tragen die Transportkosten im Jahr 2005 noch 32% zu den Gesamtkosten bei, sinkt ihr Anteil bis 2050 auf 26%. Das Verhältnis der verschiedenen Anteile innerhalb der Transportkosten dagegen verschiebt sich stärker, was durch die Veränderungen im Transportbereich (s. Abb. 4-3) zu begründen ist. Außerdem verdoppelt sich der Anteil der Transitzkosten bis zum Jahr 2050,

da das Durchqueren von Drittländern beim Erdgastransport zunimmt. Es sei noch einmal daran erinnert, dass moderate Transitentgelte angenommen wurden und dass ein Erhöhen der Transitentgelte Auswirkungen auf den Pipelinetransport bedeuten würde.

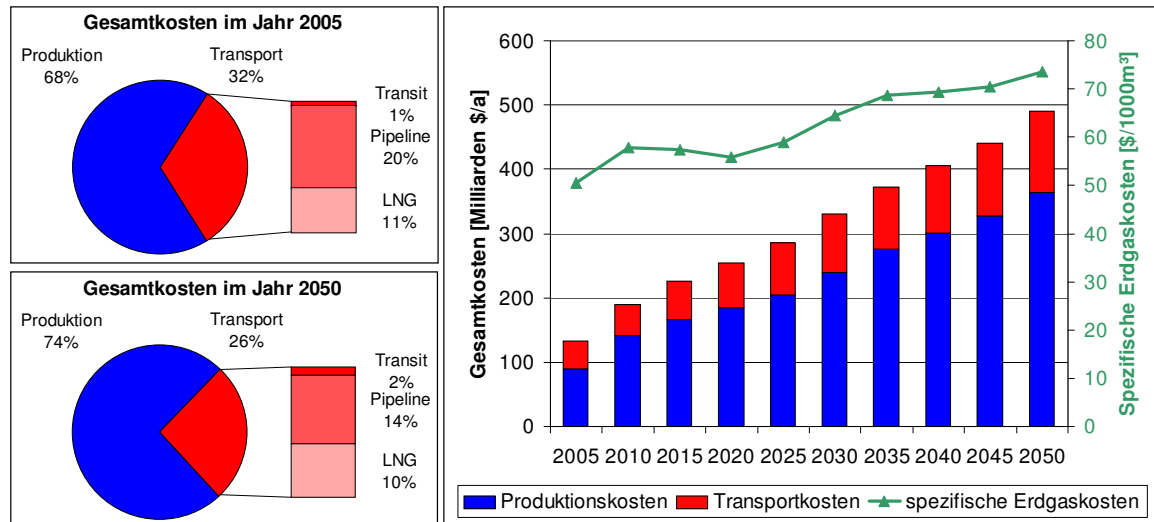


Abb. 4-4: Gesamtkosten der Erdgasbereitstellung

Die Gesamtkosten für die Erdgasbereitstellung steigen im abgebildeten Zeitraum um 270% von 130 Milliarden Dollar im Jahr 2005 auf 490 Milliarden Dollar im Jahr 2050. Die Ursache hierfür liegt in erster Linie im wachsenden Erdgasverbrauch begründet. Daneben sind aber auch die kostenintensivere Förderung von konventionellen und nicht-konventionellen Erdgasressourcen und die längeren Transportstrecken für die höheren Gesamtkosten verantwortlich. Um den Einfluss der beiden letztgenannten Ursachen zu analysieren, wurden in Abb. 4-4 zusätzlich die spezifischen Erdgaskosten dargestellt, die von 50 \$/1000m³ auf 74 \$/1000m³ im Jahr 2050 steigen.

Die länderspezifischen Grenzkosten pro Erdgaseinheit sind die Kosten, die entstehen, wenn die Erdgasnachfrage in einem Land um eine Einheit erhöht wird. Unter Annahme eines idealen Marktes entsprechen die Grenzkosten den Preisen für Erdgas (s. 2.2.1). Die Grenzkosten im Referenzfall für die Jahre 2010 und 2050 sowie deren prozentuale Veränderung zeigt **Abb. 4-5**. Die Grenzkosten sind für Länder, die schon heute Erdgas verbrauchen, dargestellt.

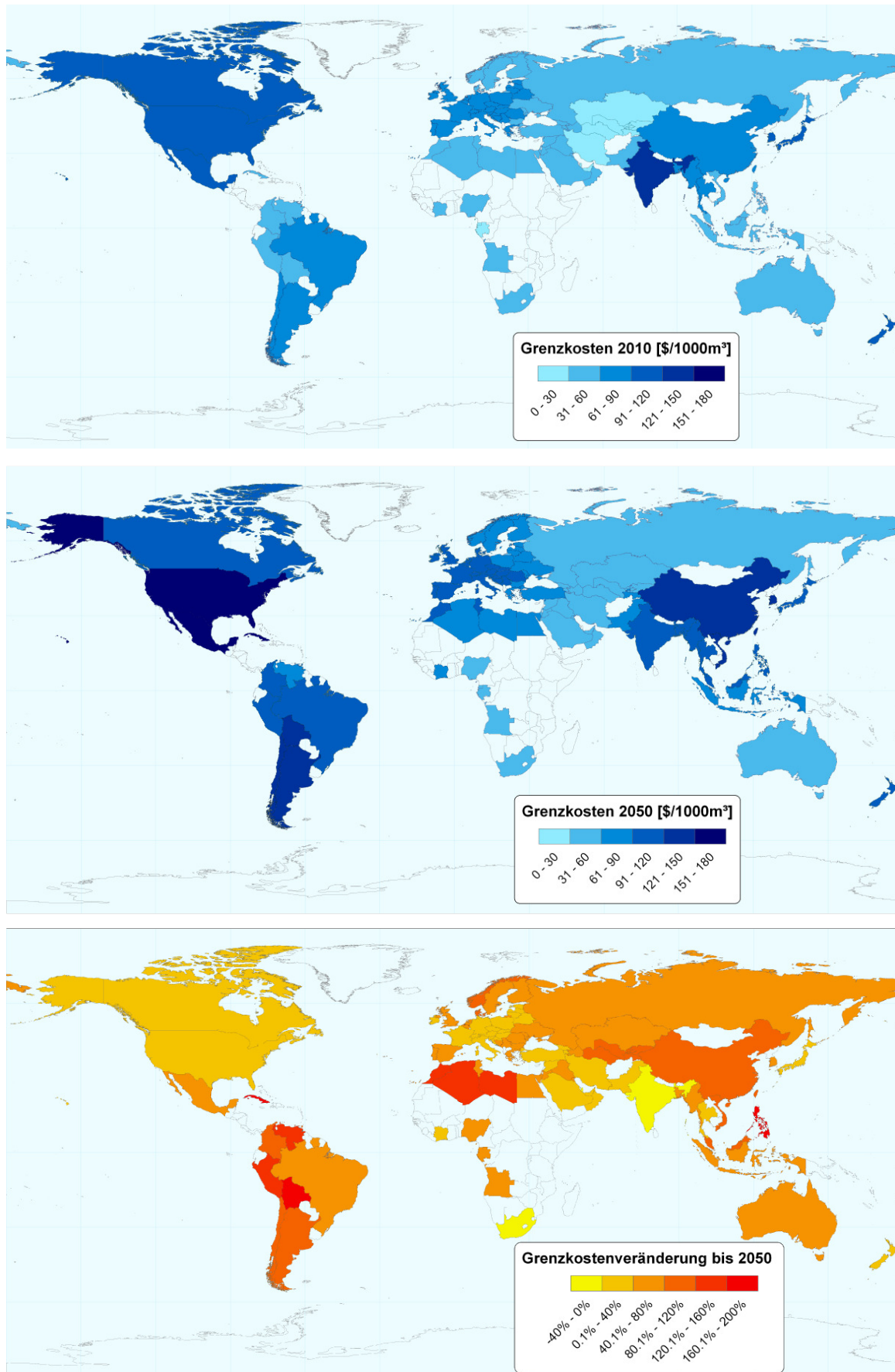


Abb. 4-5: Grenzkosten für Erdgas im Jahr 2010 und 2050

Hohe Grenzkosten im Jahr 2010 sind vor allem in Ländern, die schon jetzt auf LNG Transporte angewiesen sind, zu finden. Dies ist insbesondere in Japan, in Südkorea und in den USA der Fall. Außerdem treten hohe Erdgaspreise in Ländern auf, deren Erdgasverbrauch im Verhältnis zu deren Erdgasreserven hoch ist. Neben den USA gilt dies auch für einige westeuropäische Länder. China und Indien wird ein sehr stark steigender Erdgasverbrauch prognostiziert; da diese Länder wenig eigene Erdgasreserven besitzen, müssen sie Transportwege zu anderen erdgasreichen Ländern aufbauen, was auch für diese Länder höhere Erdgasgrenzkosten bewirkt. In China sind die Grenzkosten etwas geringer, da dieses Land mit 1400 Gm³ doppelt so viele Erdgasreserven besitzt wie Indien.

Zum Jahr 2050 hin steigen durch die höheren spezifischen Erdgaskosten insgesamt die Erdgaspreise (Abb. 4-4). Die höchsten Erdgaspreise entstehen in den USA, Mittelamerika, Südamerika und in China. Amerika wird im Ganzen immer stärker von verflüssigtem Erdgas aus Afrika, dem Nahen Osten und Russland abhängig, was die ohnehin hohen Erdgaspreise noch weiter wachsen lässt. Während in Indien durch Pipelineanbindungen an den Nahen Osten die Erdgaspreise sogar sinken, kann China seinen enormen Erdgasbedarf nicht mehr allein durch einheimisches Erdgas decken und ist neben LNG Importen auf Pipelineanbindungen, die aufgrund ihrer Länge und der gebirgigen Routen deutlich teurer sind, angewiesen.

Im dritten Bild von Abb. 4-5 wird die Veränderung der Grenzkosten über die modellierten 45 Jahre dargestellt. Hier fallen insbesondere die großen Erdgasproduzenten auf, deren Erdgaspreise heute sehr gering und unmittelbar an die höheren Förderkosten gekoppelt sind. Dazu zählen der Norden Afrikas, aber auch Venezuela und Norwegen und sogar in Russland steigen die Erdgaspreise stärker als in vielen europäischen Ländern, Japan oder den USA. Diese Länder, in denen heute schon hohe Erdgaspreise auftreten, haben in Zukunft keine allzu hohen Preissteigerungen mehr zu erwarten.

4.1.2 Länderspezifische Betrachtung

Das ProToG Modell ermöglicht es, die Erdgasflüsse vom Verbraucher zum Produzenten zurückzuverfolgen. Dies wird für Deutschland, Indien und die USA in den folgenden Abbildungen präsentiert. Neben Deutschland sind Indien aufgrund des enormen Anstiegs seines Erdgasverbrauches und die USA als größter Erdgasverbraucher ausgewählt worden.

Abb. 4-6 stellt die Erdgasversorgung von Deutschland nach Herkunftsländern dar. Zunächst steigt der Erdgasverbrauch bis zum Jahr 2020 auf ca. 130 Gm³ an und fällt dann auf 110 Gm³ im Jahr 2035. Ab diesem Zeitpunkt stagniert der Erdgasverbrauch in Deutschland. Die drei wesentlichen Erdgasimporteure für Deutschland sind Norwegen, die Niederlande und Russland. Der Erdgasbezug aus den Niederland läuft im Jahr 2020

aus, da die Ressourcen der Niederlande stetig knapper werden. Norwegisches und russisches Erdgas wird dagegen auch im Jahr 2050 noch nach Deutschland importiert. Die Einfuhr von Erdgas aus einem Land ist auf maximal 50% begrenzt worden, um den Einfluss eines einzigen Landes, insbesondere Russlands, nicht zu groß werden zu lassen. Diese Beschränkung hat allerdings nur geringe Auswirkungen auf die Erdgaspreise in Deutschland [DÜW 06].

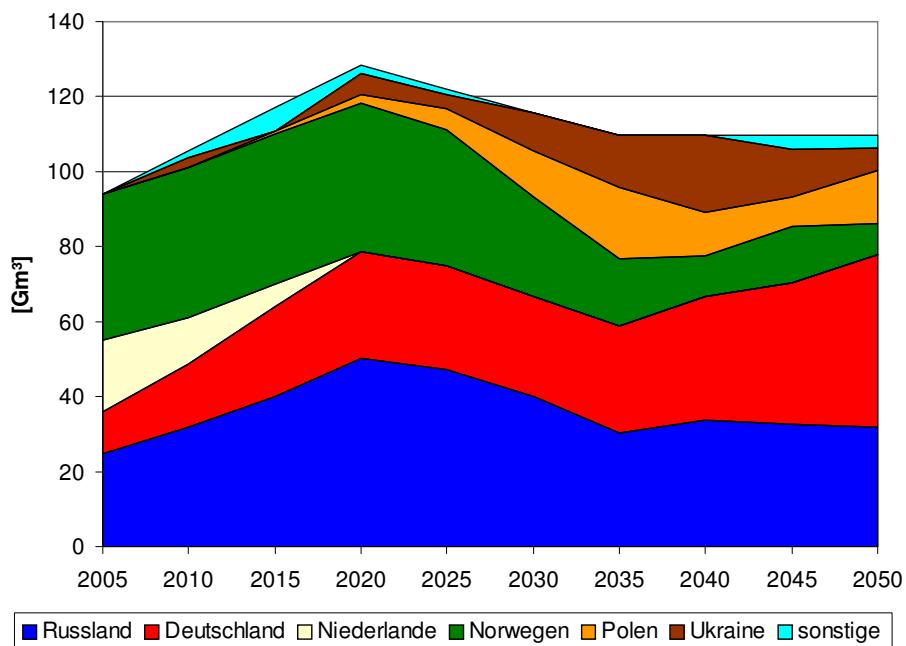


Abb. 4-6: Erdgasversorgung in Deutschland

Ab 2020 manifestieren sich mit Polen und der Ukraine zwei neue Importeure auf dem deutschen Erdgasmarkt. Ihr Anteil an der deutschen Erdgasversorgung beträgt im Jahr 2035 30%, verringert sich dann jedoch wieder auf 19% im Jahr 2050. Die deutsche Erdgasförderung nimmt in den nächsten Jahren stark zu, was vor allem an der Kohleflözgas-Nutzung liegt. Welchen Einfluss die Nutzung von nicht-konventionellem Erdgas in Abhängigkeit der Förderkosten haben kann, wird in Abschnitt 4.2.2 genauer untersucht.

Abb. 4-7 zeigt die Erdgasversorgung Indiens nach Herkunftsländern aufgeschlüsselt. Der Erdgasverbrauch Indiens steigt sehr stark von heute 35 Gm³ auf 650 Gm³ im Jahr 2050. Zur Zeit wird der gesamte Verbrauch durch einheimisches Erdgas gedeckt. Da die indischen Erdgasvorkommen allerdings gering sind, muss der in Zukunft zunehmende Erdgasverbrauch durch Importe gedeckt werden. Aufgrund der starken Erdgasnachfrage greift Indien bei der Suche nach Lieferanten zunächst auf alle Länder in der Region zurück, die Erdgas fördern. Ab 2025 kristallisieren sich allerdings drei wesentliche Erdgasversorger heraus. Im Jahr 2050 werden über 70% des indischen Erdgasverbrauches durch den Iran, Katar und Turkmenistan gedeckt.

Indien wird im Laufe der Zeit immer stärker an das Pipelinenetz des Nahen Ostens angebunden, was eine breite Erdgasversorgung sicher stellen kann, allerdings große politische Risiken mit sich bringt. Neben den politischen Instabilitäten, die in den erdgasfördernden Ländern zu erwarten sind, müssen sämtliche Pipelineverbindungen zum Nahen Osten durch die aktuell unsicheren Staaten Pakistan oder Afghanistan gelegt werden. Diese Risiken wie auch mögliche Folgen werden durch das ProToG Modell nicht berücksichtigt.

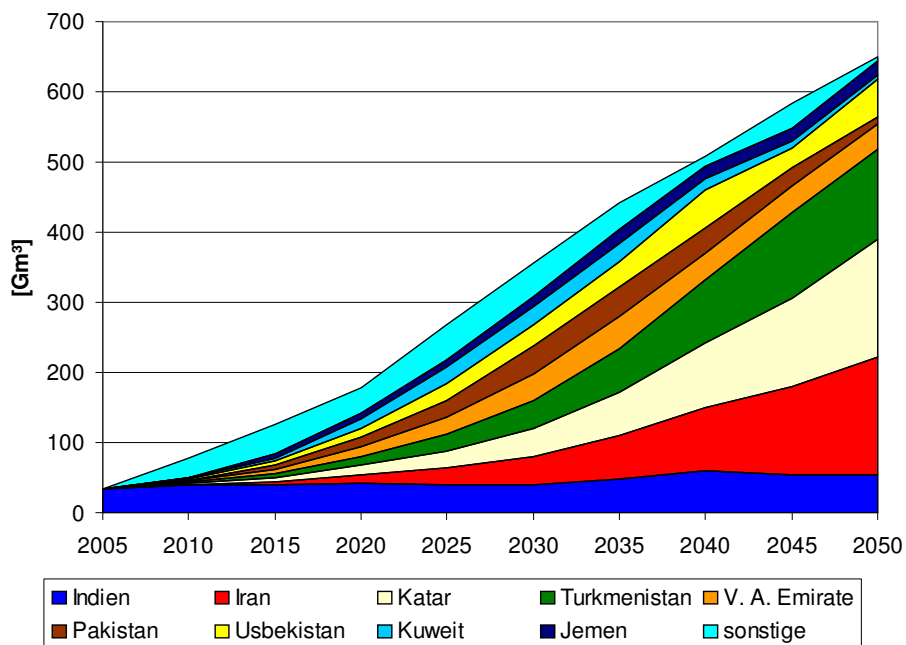


Abb. 4-7: Erdgasversorgung in Indien

Die einheimische Erdgasförderung in Indien bleibt während der gesamten 45 Jahre auf demselben Niveau. Die Erdgasimporte werden überwiegend durch Pipelines nach Indien transportiert. Eine Ausnahme bildet das Erdgas aus dem Jemen, welches verflüssigt nach Indien verschifft wird. Da dieser LNG Import ausschließlich aus wirtschaftlichen Gründen durchgeführt wird, kann erwartet werden, dass die politischen Risiken der Pipelineanbindung an den Nahen Osten durch zusätzliche LNG Importe mit nicht allzu großem finanziellem Aufwand zu streuen sind.

Der Erdgasverbrauch der USA stagniert in den nächsten Jahren und nimmt ab 2020 sogar ab. Woher das Erdgas für die USA in den nächsten 45 Jahren stammen kann, zeigt **Abb. 4-8**. Den weitaus größten Anteil an der amerikanischen Erdgasversorgung macht das einheimische Erdgas mit 87% aus. Neben dem Bezug von kanadischem Erdgas wird auch zu geringem Teil verflüssigtes Erdgas aus Trinidad und Tobago importiert. Aufgrund der hohen amerikanischen Erdgaspreise ist es in den USA wirtschaftlich, nicht-konventionelles Erdgas in großen Mengen zu fördern. Aus diesem Grund stammen auch im Jahr 2050 noch 55% des genutzten Erdgases aus dem eigenen Land.

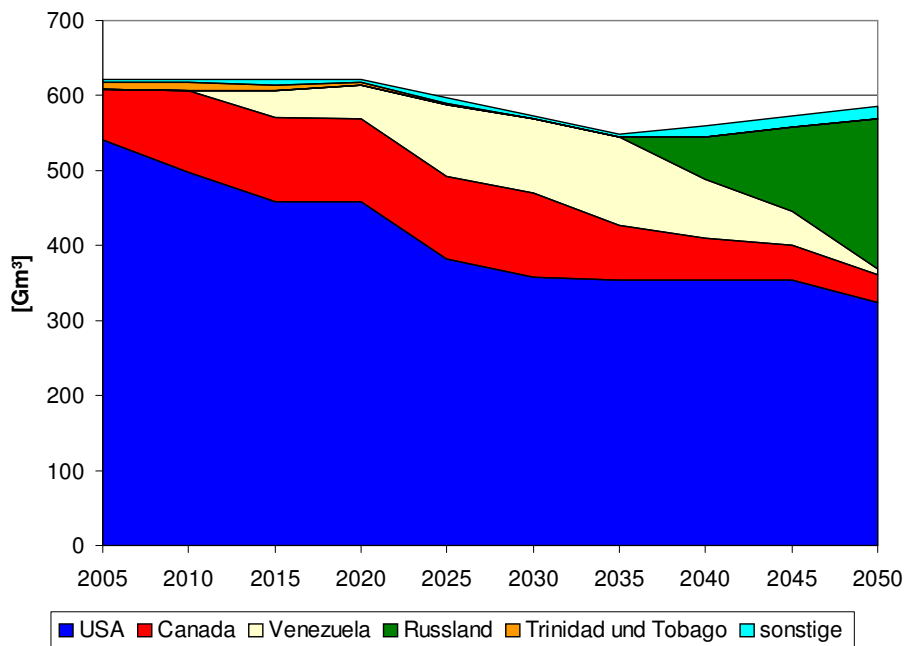


Abb. 4-8: Erdgasversorgung in den USA

Der zweitwichtigste Importeur für die USA wird zunächst Venezuela, dessen Erdgasvorräte jedoch nicht ausreichen, um auch noch im Jahr 2050 einen wesentlichen Beitrag zur Erdgasversorgung der USA zu leisten. Durch die Entwicklung der LNG Technologien werden ab 2035 die sinkenden Importe von kanadischem und venezuelanischem Erdgas durch russische Erdgaslieferungen ersetzt. Wenn die Einfuhr von Erdgas aus dem weit entfernten Russland durch LNG Tanker wirtschaftlich wird, hängt ab diesem Zeitpunkt der Erdgasimport in die USA weniger von der Entfernung des Versorgerlandes als vielmehr von den Förderkosten ab.

In **Abb. 4-9** werden die Erdgaspreise der ausgewählten Länder Deutschland, Indien und USA gegenübergestellt. Die Preise beinhalten keine Steuern und berücksichtigen nicht den nationalen Erdgasbinnentransport.

Die Erdgaspreise in Deutschland steigen langsam, aber nicht sehr stark. Die Preiskurve verläuft dabei ähnlich der Kurve der spezifischen Kosten aus Abb. 4-4. In Indien sind die Preise zu Beginn sehr hoch und fallen dann auf das Preisniveau des deutschen Erdgases. Der amerikanische Erdgaspreis befindet sich auf einem deutlich höheren Niveau als der deutsche. Im Jahr 2025 steigt er nochmals sprunghaft an und stagniert auf diesem hohen Niveau. Der Sprung erklärt sich durch den Abfall der einheimischen Erdgasproduktion und dem daraus resultierenden Anstieg des LNG Importes aus Venezuela.

Die Annäherung der deutschen und der indischen Preise ist darauf zurückzuführen, dass sich der europäische und asiatische Erdgasmarkt durch

Pipelineverbindungen zusammenschließen werden. Länder, die auf große Mengen LNG Importe mit langen Transportwegen angewiesen sind, werden dagegen noch über die nächsten 45 Jahre hinaus einen höheren Preis für Erdgas bezahlen müssen.

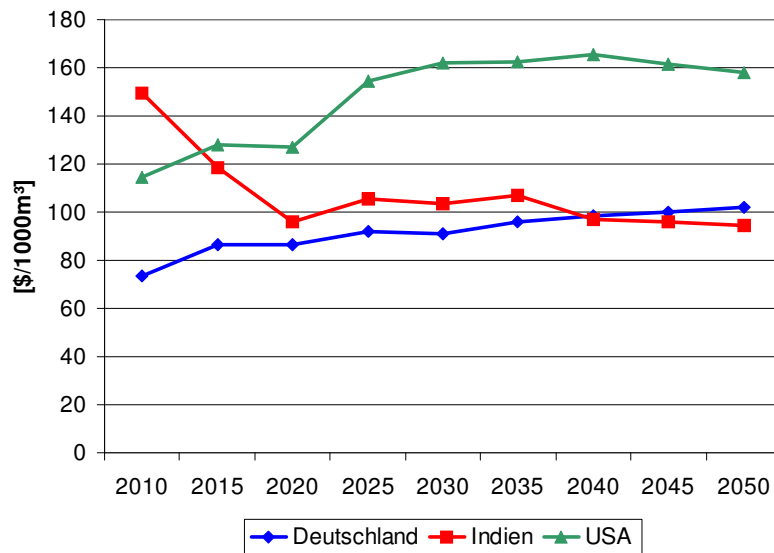


Abb. 4-9: Erdgaspreise für Deutschland, Indien und die USA

4.2 Variationen des Referenzlaufes

4.2.1 LNG Technologien

Beim Referenzfall sinken die Investitionskosten für die Verflüssigungsanlagen und die LNG Tanker um 1,5% pro Jahr und für die Wiederverdampfungsanlagen um 0,5% pro Jahr [SEE 06]. Die Reduktionsraten werden dabei jedes Jahr um 3% abgeschwächt. Da die Kosten für die Verflüssigungsanlagen und für die LNG Tanker den Hauptanteil an den Gesamtkosten des LNG Transportes ausmachen und ihr „Lernpotenzial“ am größten ist, werden in den folgenden Szenarien deren Parameter für die Kostenreduktion variiert und somit der Einfluss dieser Parameter analysiert.

Tab. 4-1: LNG Szenarien

Szenarien Kostenreduktion der LNG Technologien						
Szenario	I	II	Referenz	IV	V	VI
Kostenreduktion pro Jahr	0,5%	1%	1,5%	2%	2,5%	3%

Die einzelnen Szenarien sind in **Tab. 4-1** aufgeführt. In Szenario I werden die Investitionskosten für die LNG Technologien (Verflüssigungsanlage und LNG Tanker) um 0,5% pro Jahr reduziert. Diese Reduktionsrate wird mit jedem Szenario um 0,5 Prozentpunkte erhöht, so dass sie schließlich in Szenario VI den Wert 3% erreicht.

Szenario VI ist somit das Szenario mit der günstigsten Kostenentwicklung für die LNG Technologien.

Die genauen Werte für die Kostenreduktion werden durch **Abb. 4-10** veranschaulicht, in der die Reduktionsraten für die einzelnen Szenarien abgebildet sind. Während im Szenario I die Kosten der LNG Technologien in 45 Jahren noch 88% des heutigen Wertes betragen, verringern sie sich im Szenario VI im selben Zeitraum auf 47% des heutigen Wertes.

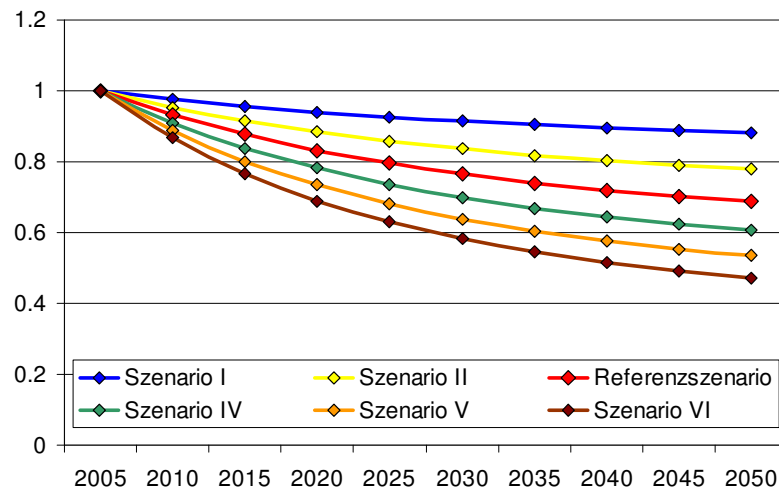


Abb. 4-10: Reduktionsparameter für die LNG Szenarien

Von besonderem Interesse bei der Analyse der LNG Szenarien sind die Entwicklungen des Verhältnisses zwischen den Pipelinetransporten und den LNG Transporten. In **Abb. 4-11** werden diese Verhältnisse für alle sechs Szenarien gegenübergestellt. Wie zu erwarten war, nehmen die LNG Transporte mit steigender Kostenreduktionsrate zu.

Beim Referenzfall übertreffen im Jahr 2050 die LNG Transporte die Pipelinetransporte. Nachdem in den ersten 25 Jahren die Pipelinetransporte stärker angewachsen sind als die LNG Transporte, steigen ab 2030 die Wachstumsraten für die LNG Transporte beachtlich, wohingegen sie für den Pipelinetransport ab diesem Zeitpunkt fallen.

Die qualitative Entwicklung der Pipelinetransporte und die der LNG Transporte ändert sich in den einzelnen Szenarien nur geringfügig. Wie schon im Referenzszenario steigen in allen anderen Szenarien zunächst die Pipelinetransporte stärker als die LNG Transporte, bis dann der Anstieg der Pipelinetransporte stagniert und die Summe der LNG Transporte zum Ende hin immer größer werden.

Deutliche Unterschiede weisen die Szenarien jedoch hinsichtlich der absoluten Länge der Erdgastransporte und der Relation zwischen Pipelinetransport und LNG

Transport auf. Während beim Szenario I die Gesamtstrecke, auf der Erdgas in Pipelines transportiert wird, stets länger ist als die Strecke, auf der LNG verschifft wird, sind die LNG Transportwege beim Szenario VI ab 2035 länger als die Pipelinestrecken. Im Jahr 2050 sind sie im Szenario VI sogar doppelt so lang wie die Pipelinestrecken, die im Szenario I noch um zwei Drittel länger sind als die LNG Transportwege.

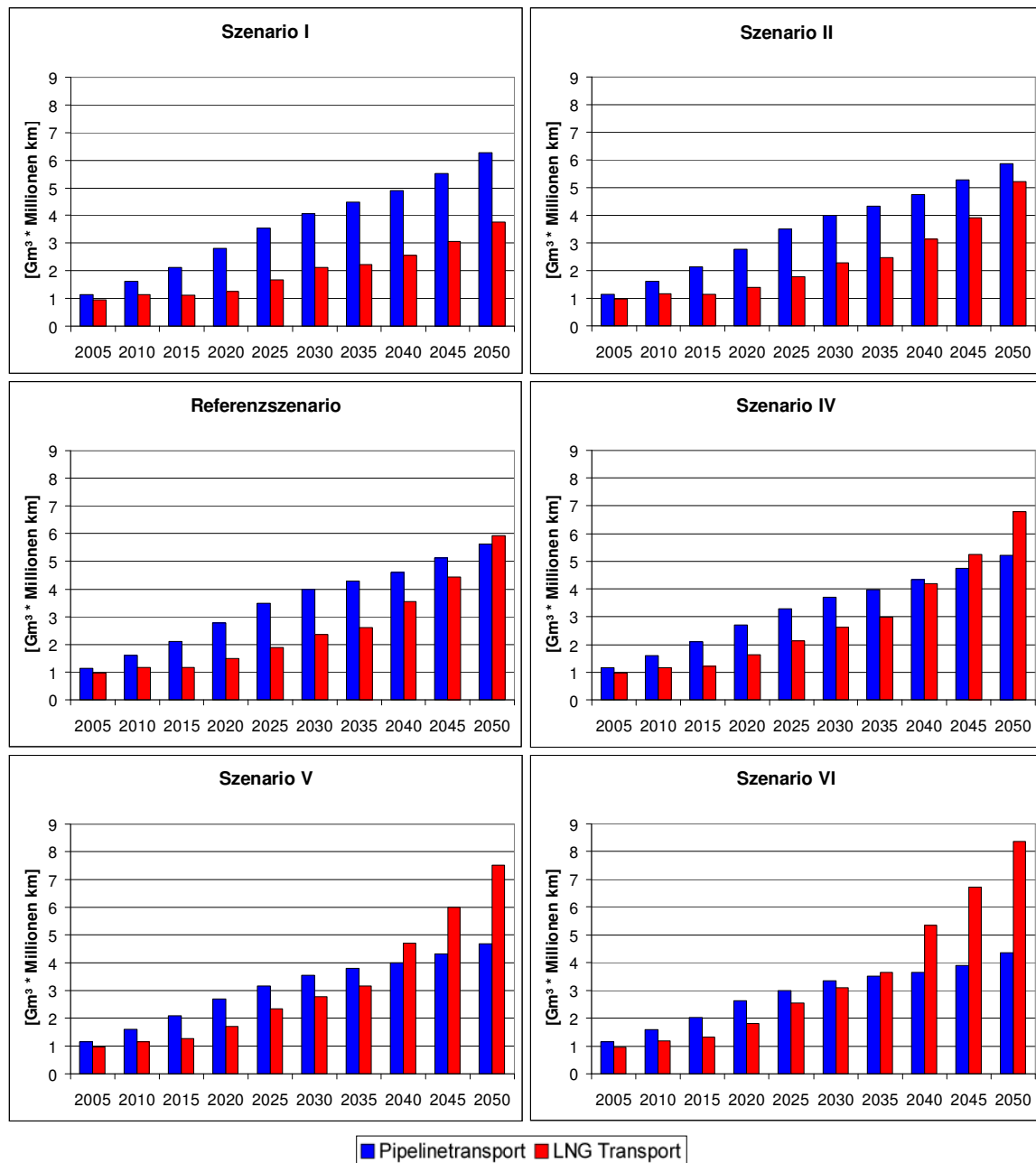


Abb. 4-11: Pipelinetransporte und LNG Transporte der Szenarien I bis VI

Insgesamt nehmen die Erdgastransporte mit fallenden LNG Kosten vom Szenario I zum Szenario VI zu. Entsprechend der Kostenreduktion wird dieser Anstieg bis zum Jahr 2050 immer stärker und hängt wesentlich von der starken Zunahme der LNG Transporte ab. Der gesamte Erdgastransport von 2005 bis 2050 wird auf der linken

Seite von **Abb. 4-12** veranschaulicht. Auf der rechten Seite der Abbildung sind die Abweichungen bezüglich der LNG Transporte gegenüber dem Referenzszenario zu sehen.

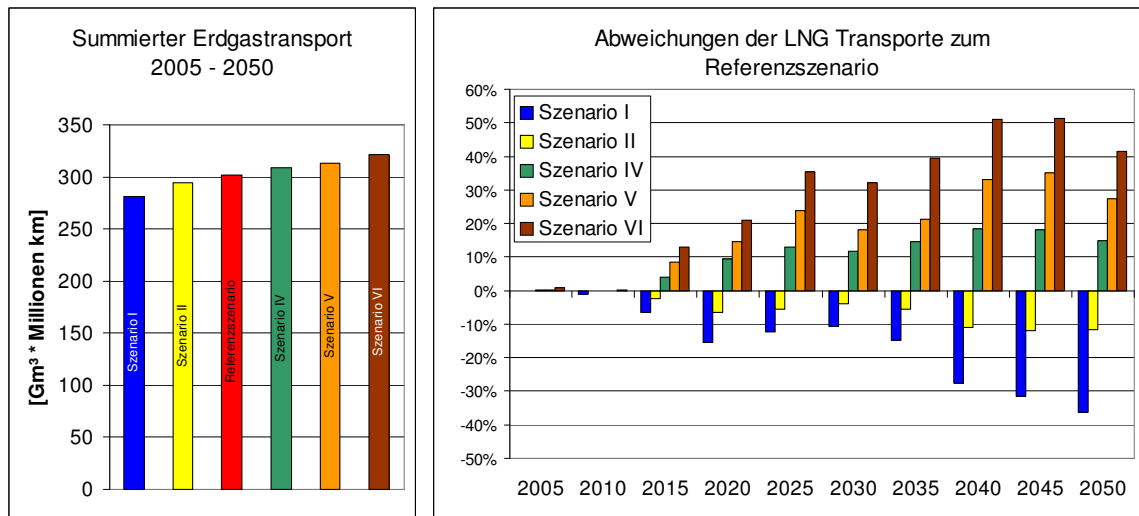


Abb. 4-12: Summierter Erdgastransport und Abweichungen der LNG Transporte zum Referenzszenario für die Szenarien I bis VI

Bei den kostenintensiveren Szenarien I und II sind die Abweichungen der LNG Transporte zu den LNG Transporten des Referenzszenarios negativ, wohingegen bei den Szenarien IV, V und VI mehr LNG transportiert wird. Interessant ist, dass im Jahr 2050 die positiven Abweichungen geringer ausfallen als in den Jahren 2040 und 2045. Dies liegt daran, dass schon im Referenzfall im Jahr 2050 ein starker Anstieg der LNG Transporte aufgrund der Ressourcenlage und den damit verbundenen längeren Transportwegen nötig war. Da der LNG Transport in den Szenarien IV bis V günstiger wird, wird zwar mehr LNG transportiert, die ohnehin langen Strecken im Jahr 2050 aus dem Referenzszenario gewinnen aber nicht mehr wesentlich an Länge.

Die bisherigen Betrachtungen des Erdgastransportes bezogen sich auf die Entfernungen, über die das Erdgas transportiert wird. Aus wirtschaftlicher Sicht sind jedoch auch die Gesamtkosten, die für die einzelnen Transporttechnologien anfallen, aufschlussreich. In **Abb. 4-13** werden die Gesamtkosten des Pipelinetransports den Gesamtkosten des LNG Transports für die sechs Szenarien gegenübergestellt.

Die dargestellten Gesamtkosten beinhalten die Abschreibungen für die Investitionen sowie die Betriebskosten. Obwohl die Strecke, auf der LNG verschifft wird, im Jahr 2050 des Referenzfalls länger ausfällt als die Strecke, auf der Erdgas in Pipelines befördert wird, sind die Gesamtkosten für die Pipelines im Jahr 2050 des Referenzfalls mit 67 Milliarden Dollar deutlich höher als die LNG Gesamtkosten mit 52 Milliarden Dollar. Nur in den Szenarien V und VI werden die Gesamtkosten für Pipelines von den LNG Gesamtkosten übertroffen.

Die Pipelines sind in allen Szenarien für eine Vielzahl von kurzen Verbindungen deutlich günstiger als ein LNG Transport an der jeweiligen Stelle, weshalb die spezifischen Kosten für Pipelines höher sind als die spezifischen LNG Kosten. Dies führt in den Szenarien I bis IV zu höheren Gesamtkosten auch für die Pipelines. Der LNG Transport wird erst mit zunehmender Transportstrecke wirtschaftlicher. Die Entfernung, ab der sich der LNG Transport im Vergleich zum Pipelinetransport lohnt, nimmt vom Szenario I bis zum Szenario VI kontinuierlich ab.

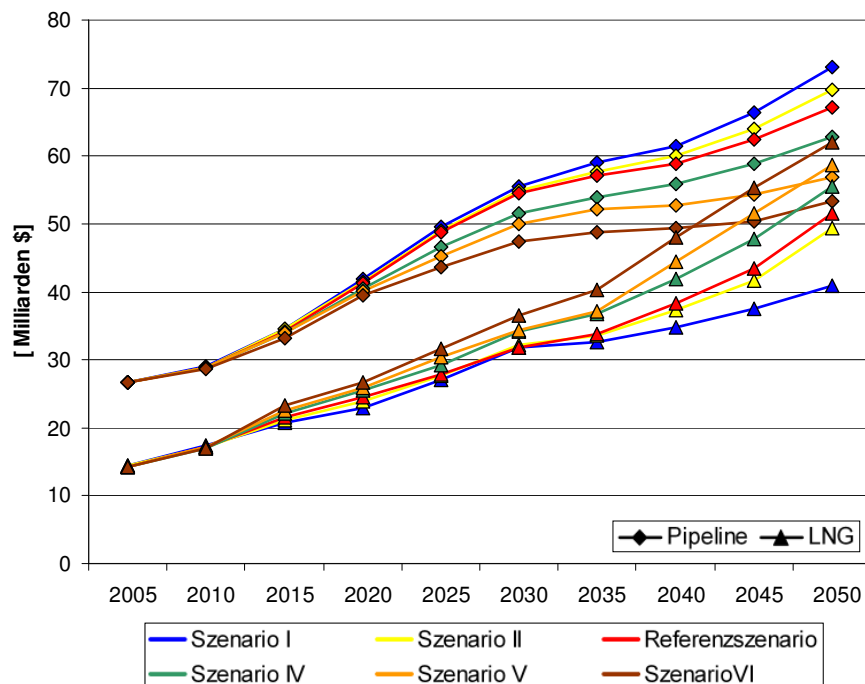


Abb. 4-13: Gesamtkosten der Transporte für die Szenarien I bis VI

Um die Bedeutung der unterschiedlichen Kostenentwicklungen bei den LNG Technologien für einzelne Länder zu verdeutlichen, wird im Folgenden die Erdgasversorgung der drei Länder Deutschland, Indien und USA aus dem Szenario I der Erdgasversorgung dieser Länder aus dem Szenario VI gegenübergestellt und interpretiert.

Die Erdgasversorgung in Deutschland (**Abb. 4-14**) weist beim Vergleich der beiden Extremszenarien nur geringfügige Unterschiede auf. Der Erdgasbezug aus Russland und den Niederlanden bleibt annähernd unverändert, auch die Nutzung von einheimischem Erdgas ändert sich kaum. Der Hauptunterschied liegt im Bezug des norwegischen Erdgases: In Szenario VI wird mehr norwegisches Erdgas eingeführt als in Szenario I. Da der Erdgasverbrauch fast identisch ist, wird das ausbleibende norwegische Erdgas in Szenario I durch Erdgas aus Polen und der Ukraine ersetzt. Der Grund für diese Verschiebung liegt in der Erdgasversorgung Englands und Irlands. Während in Szenario VI England und Irland einen Großteil ihres Erdgases verflüssigt aus Russland

beziehen, ist in Szenario I deren Hauptversorger Norwegen. Aus diesem Grund kann Norwegen in Szenario I weniger Erdgas nach Deutschland exportieren.

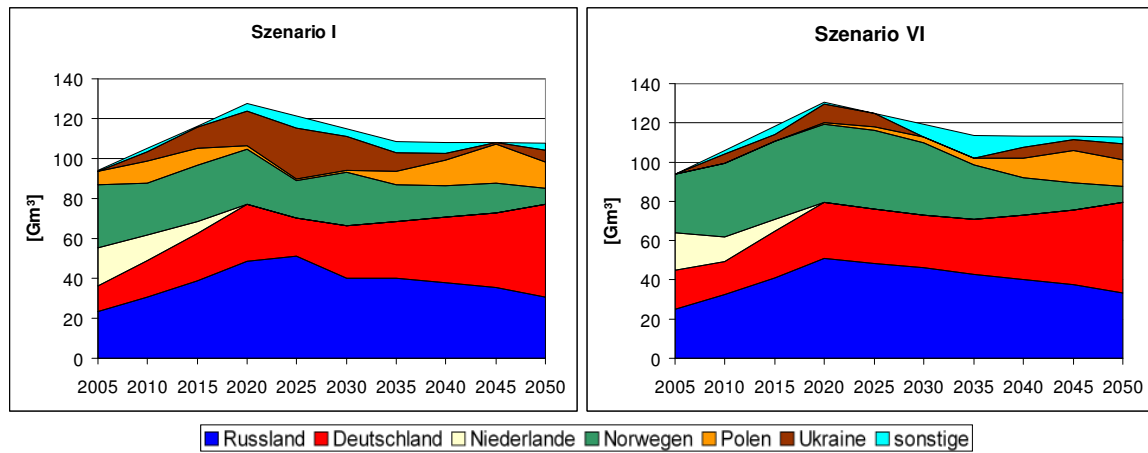


Abb. 4-14: Erdgasversorgung in Deutschland für Szenario I und VI

Bei der indischen Erdgasversorgung, die in **Abb. 4-15** dargelegt wird, ist fast kein Unterschied zwischen den Szenarien I und VI zu erkennen. Lediglich das Erdgas, das verflüssigt aus dem Jemen importiert wird, reduziert sich in Szenario I gegenüber Szenario VI. Da Indien im Laufe der nächsten 45 Jahre an ein Pipelinennetz mit den (nach Russland) erdgasreichsten Ländern angeschlossen wird und die Entfernungen zu Ländern wie Iran, Katar und Turkmenistan gering sind ist Indien ebenso wie Deutschland nicht auf LNG Transporte angewiesen. Aufgrund der Tatsache, dass das allgemeine Niveau der Erdgaspreise aber wegen der geringeren LNG Kosten in Szenario VI sinkt, steigt auch der Erdgasverbrauch von Indien und Deutschland in den letzten Jahren des Szenarios VI geringfügig.

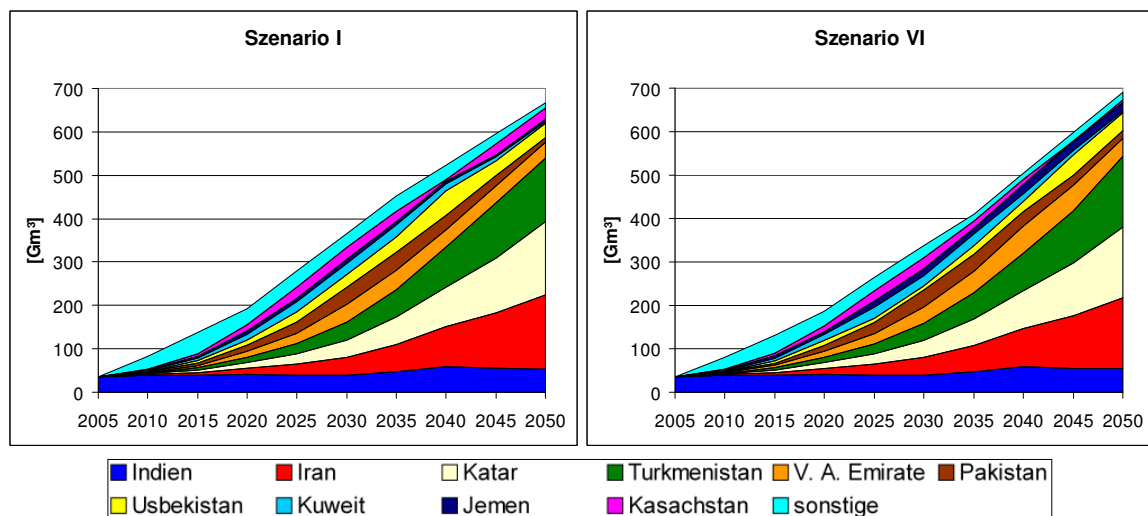


Abb. 4-15: Erdgasversorgung in Indien für Szenario I und VI

Die USA sind neben einheimischem und kanadischem Erdgas auf verflüssigtes Erdgas angewiesen, weshalb die Szenarien bezüglich der Kostenentwicklung der LNG Technologien für die USA über eine größere Bedeutung verfügen als für Deutschland und Indien. **Abb. 4-16** zeigt die Erdgasversorgung der USA für die Szenarien I und VI. Dabei wird deutlich, dass sich die Produktionsländer bei der amerikanischen Erdgasversorgung nicht erheblich ändern. Allerdings haben die hohen LNG Kosten in Szenario I starken Einfluss auf den Erdgasverbrauch. Während der Erdgasverbrauch in Szenario VI auf 670 Gm³ im Jahr 2050 steigt, fällt er in Szenario I auf 550 Gm³. Der Erdgasverbrauch der USA hängt damit wesentlich von der Entwicklung der LNG Technologien ab: Sie bestimmen die Grenzkosten für den Erdgasbezug der USA und somit deren Erdgaspreis.

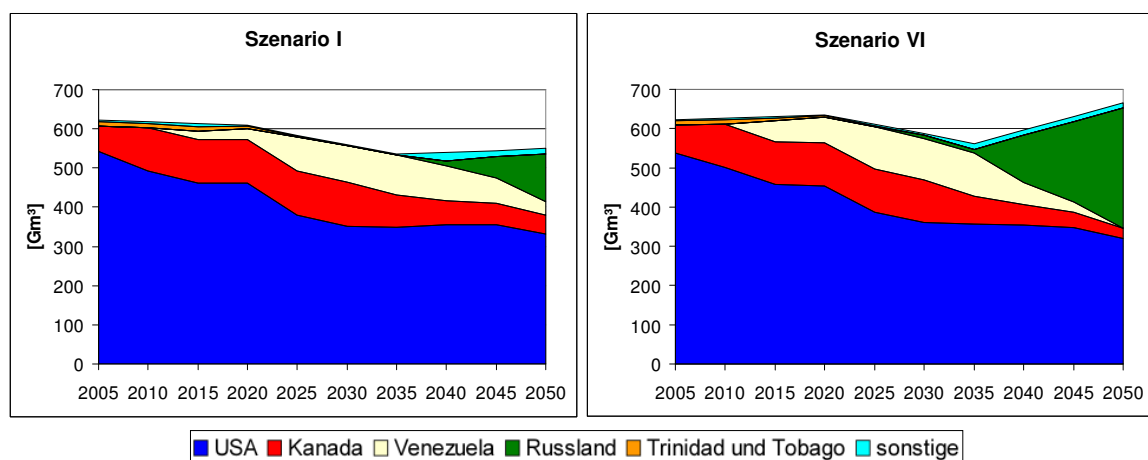


Abb. 4-16: Erdgasversorgung in den USA für Szenario I und VI

Abb. 4-17 zeigt die Entwicklung der Erdgaspreise in den USA für die Szenarien I und VI und für das Referenzszenario sowie die Preisentwicklung in Deutschland für das Szenario VI. Die Erdgaspreise in Deutschland, die sich in den anderen Szenarien einstellen, weichen nur äußerst geringfügig von denen des Szenarios VI ab.

Zum Jahr 2025 steigt der Erdgaspreis in den USA in allen drei Szenarien sprunghaft an, da ab diesem Zeitpunkt vermehrt LNG aus Venezuela importiert werden muss. Der Kostenunterschied für den LNG Import zwischen den einzelnen Szenarien ist jedoch noch nicht so groß wie in den Jahren 2040, 2045 und 2050. Ab 2040 müssen die USA zunehmend Erdgas aus Russland beziehen. Durch die unterschiedlichen LNG Kosten stellen sich deutlich unterschiedliche Preise ein (Szenario I: 172 \$/1000m³ und Szenario VI: 143 \$/100m³), die direkte Auswirkungen auf den Erdgasverbrauch der USA haben.

Für das Szenario VI nähern sich die Preise der USA und Deutschlands zwar langsam an, für einen gemeinsamen Erdgaspreis müssten die LNG Kosten jedoch noch deutlich stärker fallen. Einen globalen Erdgaspreis wird es aus diesem Grund auch bei

äußerst optimistischer Entwicklung der LNG Technologien in den nächsten Jahrzehnten nicht geben.

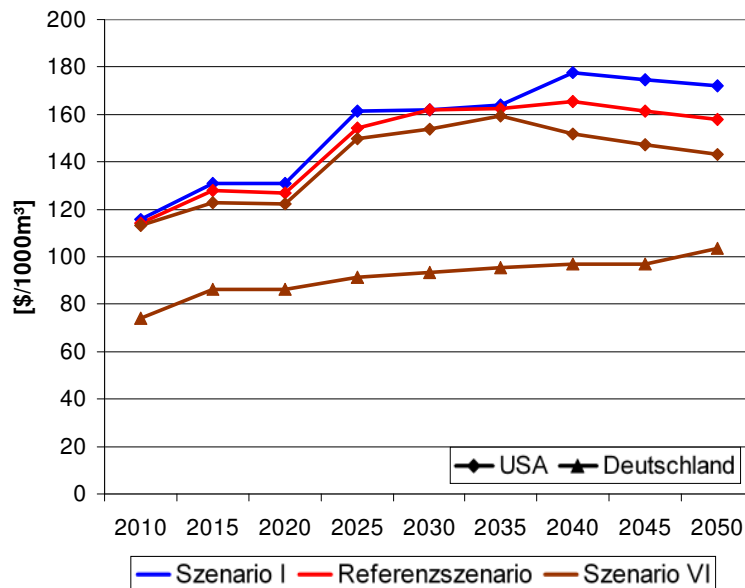


Abb. 4-17: Ausgewählte Erdgaspreise der USA und Deutschlands

4.2.2 Nicht-konventionelle Erdgasförderung

Für die Szenarien der nicht-konventionellen Erdgasförderung wurden die Förderkosten für den Abbau von Kohleflözgas und Erdgas aus dichten Speichern verändert. Im Referenzfall liegen die Investitionskosten für die Fördertechnologien bei 300% der durchschnittlichen Investitionskosten für die Erdgasreserven im Jahr 2005. Wie sich an der Energieversorgung in Deutschland (Abb. 4-6) gezeigt hat, ist nicht-konventionelles Erdgas durch diese Kosten schon heute konkurrenzfähig.

Tab. 4-2: Szenarien für nicht-konventionelles Erdgas

Szenarien Förderkosten von nicht-konventionellem Erdgas						
Szenario	a	Referenz	c	d	e	f
Investitionskosten [\$/1000m³/a]	390	468	546	624	702	780

Da die Förderkosten von nicht-konventionellem Erdgas deutlich höher sind, als dies beim heutigen Abbau von konventionellen Erdgasreserven der Fall ist, wurde bei der Auswahl der Szenarien nur ein günstigeres Szenario mit 250% der durchschnittlichen Kosten für die Reservenförderung definiert (Szenario a). Zusätzlich sind vier Szenarien (c, d, e und f) mit höheren Förderkosten für das nicht-konventionelle Erdgas bestimmt worden. Die Investitionskosten dieser Szenarien betragen 350%, 400%, 450% und 500% der durchschnittlichen Erdgasförderung für Reserven im Jahr 2005. Die genauen Investitionskosten für die jeweiligen Szenarien sind in **Tab. 4-2** aufgeführt. Mit jedem

Jahr fallen die Förderkosten für die Erschließung neuer Felder um den Kostenreduktionsfaktor 1,5%, der in den einzelnen Szenarien nicht verändert wurde.

In **Abb. 4-18** ist die weltweite Erdgasförderung der Szenarien a bis f unterteilt in konventionelle Reserven, konventionelle Ressourcen, Kohleflözgas und Erdgas in dichten Speichern dargestellt. Die weltweite Förderung von Erdgas ist in Szenario a am höchsten, in Szenario f am geringsten. Im Jahr 2050 liegt der Unterschied bei der Förderung zwischen den Szenarien a und f bei 575 Gm^3 , was, bezogen auf den Referenzfall, 7,2% der Gesamtproduktion ausmacht.

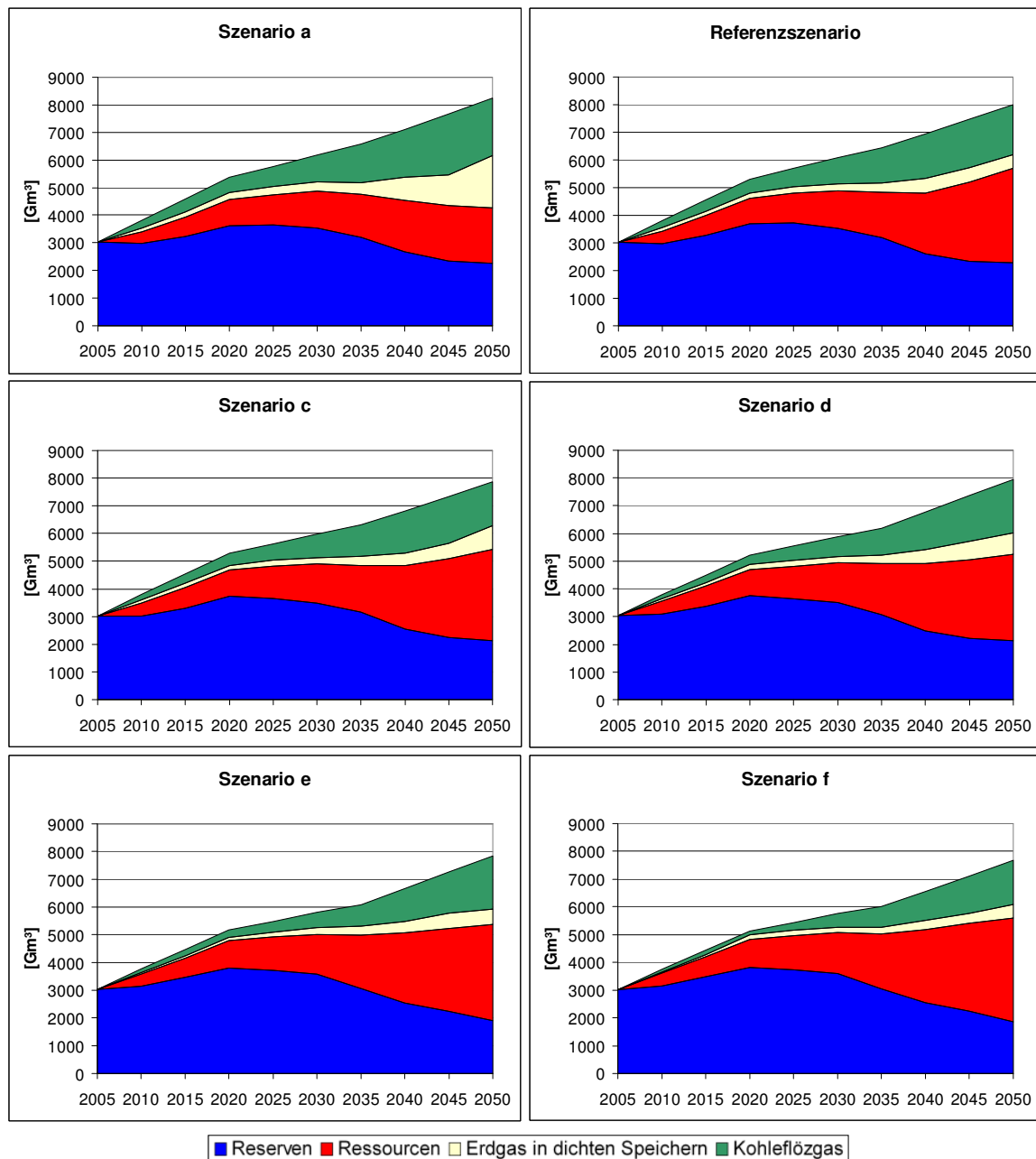


Abb. 4-18: Weltweite Erdgasproduktion der Szenarien a bis f

Die Förderung der Erdgasreserven ändert sich innerhalb der verschiedenen Szenarien nur geringfügig, da hier jeweils die geringsten Förderkosten angenommen werden. Der Abbau der konventionellen Ressourcen hängt dagegen wesentlich von der Kostenstruktur für die Förderung der nicht-konventionellen Ressourcen ab. So werden in Szenario a im Jahr 2030 schon ebenso viele nicht-konventionelle wie konventionelle Erdgasressourcen gefördert und im Jahr 2050 ist die Förderung nicht-konventionellen Erdgases doppelt so hoch wie die der konventionellen Ressourcen. Im Jahr 2050 des Szenarios f ist dieses Verhältnis genau umgekehrt.

Der Anteil von Erdgas aus dichten Speichern an der Gesamtproduktion ist überwiegend gering, was daran liegt, dass diese Vorkommen geografisch genauso verteilt sind wie die konventionellen Erdgasvorkommen. Somit werden sie erst genutzt, wenn die Kosten für die konventionelle Erdgasförderung über denen der nicht-konventionellen Erdgasförderung liegen. Eine Ausnahme bildet das Szenario a, in dem ab 2035 vermehrt Erdgas aus dichten Speichern abgebaut wird. In diesem Szenario fallen die Förderkosten für nicht-konventionelles Erdgas auf das Niveau der durchschnittlichen Förderkosten für die konventionellen Erdgasressourcen. Dies führt unter anderem dazu, dass das Maximum der Kohleflözgasförderung schon vor dem Jahr 2050 überschritten wird. Generell wird mehr Kohleflözgas abgebaut als Erdgas aus dichten Speichern, da Kohleflözgas auch in erdgasarmen Ländern vorkommt, bei denen die Grenzkosten für den Erdgasbezug hoch sind und wo dadurch eine frühe Förderung von kostenintensiveren Ressourcen begünstigt wird.

Abschließend kann festgestellt werden, dass selbst im Szenario f, bei dem die Förderkosten für nicht-konventionelles Erdgas am höchsten sind, die Nutzung von nicht-konventionellem Erdgas an Bedeutung gewinnt und im Jahr 2050 27% zur weltweiten Erdgasproduktion beiträgt.

Die spezifischen Erdgaskosten steigen entsprechend der Kostensteigerung in den Szenarien a bis f. Der qualitative Verlauf der spezifischen Kosten über die Zeit in den einzelnen Szenarien, der in **Abb. 4-19** zusammen mit den prozentualen Abweichungen vom Referenzszenario abgebildet ist, verändert sich gegenüber dem Referenzszenario nur unwesentlich. Die absoluten Werte können dagegen um bis zu 15% vom jeweiligen Referenzwert abweichen.

Die unterschiedlichen Entwicklungen der Erdgastransporte sind dagegen schwieriger zu interpretieren. Während im Szenario a der gesamte Erdgastransport summiert über die Jahre von 2005 bis 2050 zunimmt, fällt er bei den Szenarien c und d und steigt dann wieder in den Szenarien e und f. In **Abb. 4-20** wird dieser Verlauf auf der linken Seite aufgezeigt. Auf der rechten Seite sind die prozentualen Abweichungen der LNG Transportstrecken, die vor allem die Erdgastransporte über lange Distanzen

repräsentieren, von denen im Referenzszenario dargestellt. Auch hier sind gegenläufige Effekte festzustellen.

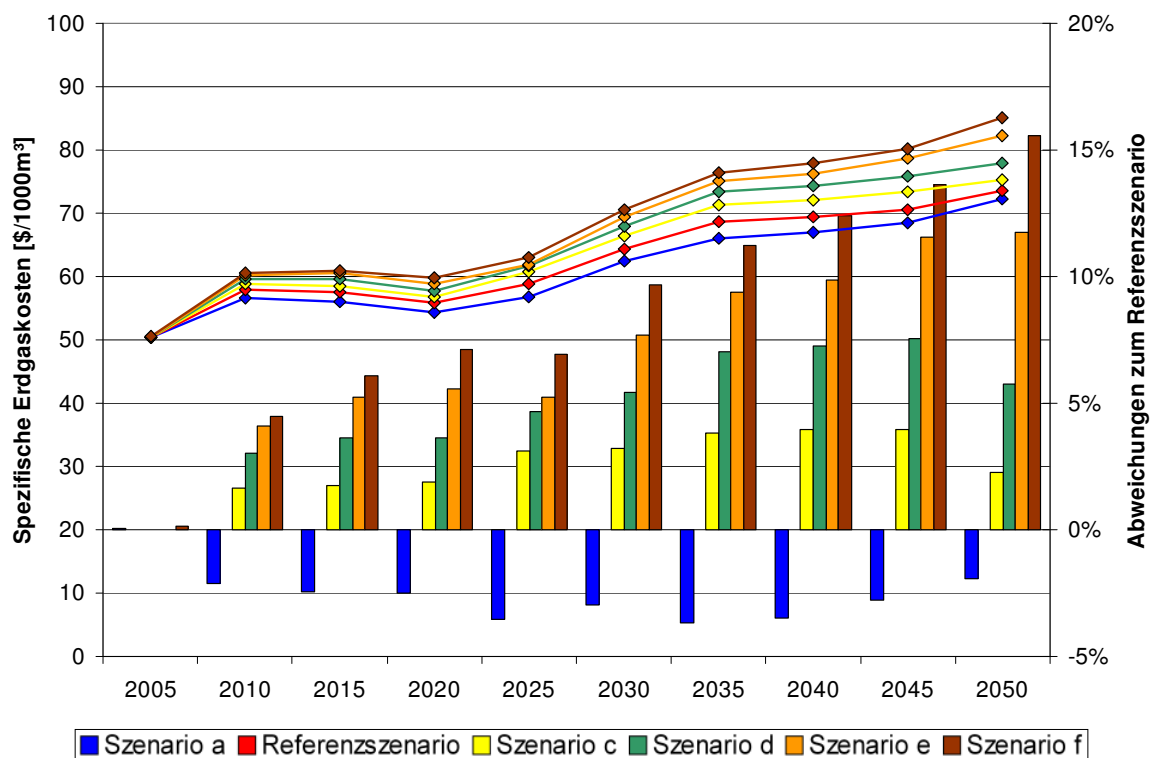


Abb. 4-19: Spezifische Erdgaskosten in den Szenarien a bis f

Von Beginn an bis 2020 wird in den kostenintensiven Szenarien d, e und f deutlich mehr verflüssigtes Erdgas transportiert als im Referenzfall. Ab 2035 ist dann der Transport von LNG in denselben Szenarien geringer als beim Referenzszenario. Zum gleichen Zeitpunkt steigen die LNG Transporte im kostengünstigen Szenario a.

Bei den Szenarien d bis f werden zunächst die weiter entfernten, konventionellen Ressourcen gefördert, was zu längeren Transportdistanzen führt, durch die zwar auch höhere Transportkosten verursacht werden, die jedoch niedriger sind als die höheren Förderkosten von näher gelegenen, nicht-konventionellem Erdgas. Zum Ende hin werden dann die näher am Verbraucher gelegenen, nicht-konventionellen Lagerstätten genutzt, woraufhin die LNG Transporte abnehmen. Insgesamt führt dieses Transportverhalten durch die langen Transportwege zu Beginn, insbesondere bei Szenario f, wieder zu einem höheren Gesamterdgastransport. Die längeren Erdgastransportwege zu Ende des Szenarios a können auf die zu diesem Zeitpunkt sehr günstig abbaubaren nicht-konventionellen Erdgasvorkommen zurückgeführt werden, wodurch derart lange Transportstrecken gerechtfertigt sind, so dass im Szenario a der summierte Erdgastransport am höchsten ist.

Für die länderspezifische Analyse der Szenarien wurden wieder Deutschland, Indien und die USA ausgewählt. Da der größte Unterschied zum Referenzszenario durch Szenario f gegeben ist, wird dieses zur Analyse der Energieversorgung herangezogen.

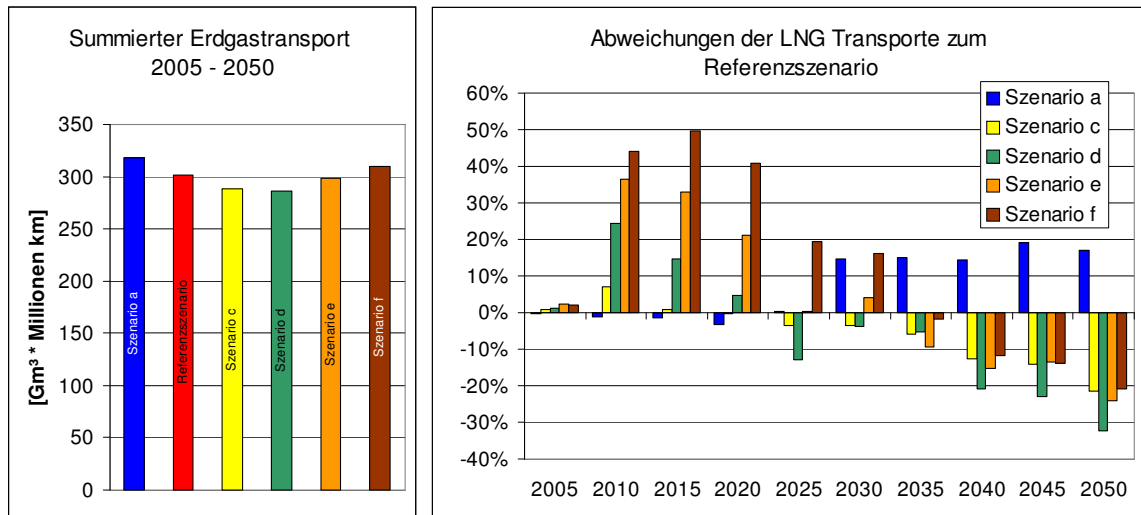


Abb. 4-20: Summierter Erdgastransport und Abweichungen der LNG Transporte zum Referenzszenario für die Szenarien a bis f

Abb. 4-21 bildet die Energieversorgung Deutschlands bei sehr hohen Investitionskosten für die Förderung von nicht-konventionellen Erdgasvorkommen ab. Der einheimische Erdgasabbau liegt im Vergleich zum Referenzszenario deutlich niedriger und verbleibt ungefähr auf dem heutigen Niveau.

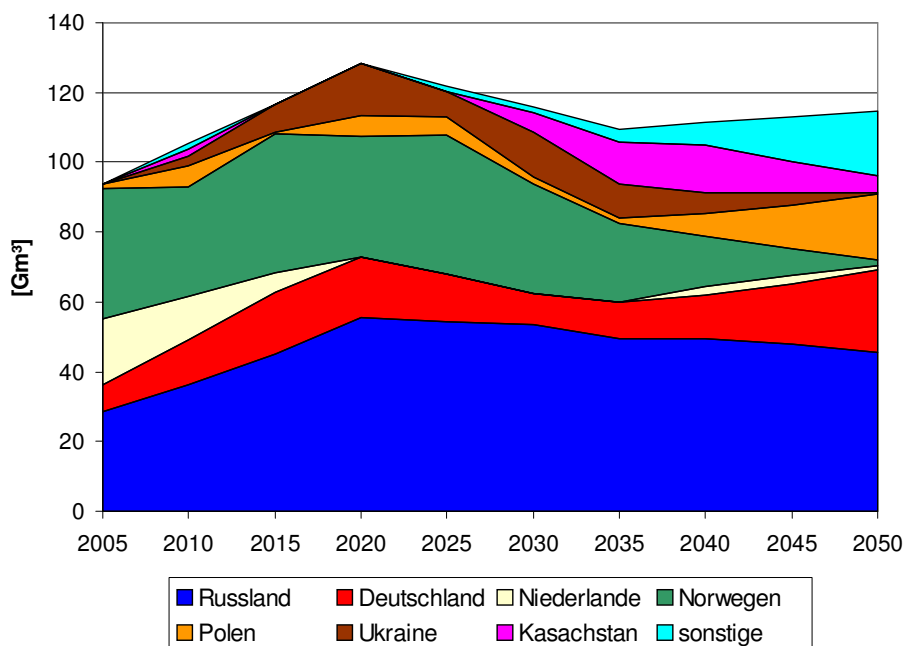


Abb. 4-21: Erdgasversorgung in Deutschland für Szenario f

Da der Bezug des russischen Erdgases begrenzt ist, wird die Reduktion bezüglich des Referenzfalles von deutschem Erdgas durch Erdgas aus Kasachstan kompensiert. Die Einfuhr von polnischem und ukrainischem Erdgas setzt früher ein und in den letzten Jahren wird auch wieder niederländisches Erdgas importiert. Zudem wird Erdgas aus einer Vielzahl anderer Länder – vorzugsweise aus den ehemaligen Sowjetrepubliken – eingeführt, die unter dem Begriff „sonstige“ zusammengefasst wurden.

Auch Indien fördert im Referenzszenario viel nicht-konventionelles Erdgas, welches im Szenario f nicht mehr wirtschaftlich abzubauen ist. Wie **Abb. 4-22** verdeutlicht, sinkt der Anteil des einheimischen Erdgases bei der indischen Erdgasversorgung gegenüber dem Referenzfall deutlich. Kompensiert wird dies unter anderem durch Erdgas aus dem Irak. Insgesamt verändert sich die Erdgasversorgung Indiens durch die teurere Förderung von nicht-konventionellem Erdgas aber nur geringfügig, da das einheimische nicht-konventionelle Erdgas nur einen Bruchteil zur gesamten Erdgasversorgung beiträgt und da Indiens wichtigste Erdgaslieferanten Iran, Katar und Turkmenistan immense konventionelle Erdgasvorkommen aufweisen.

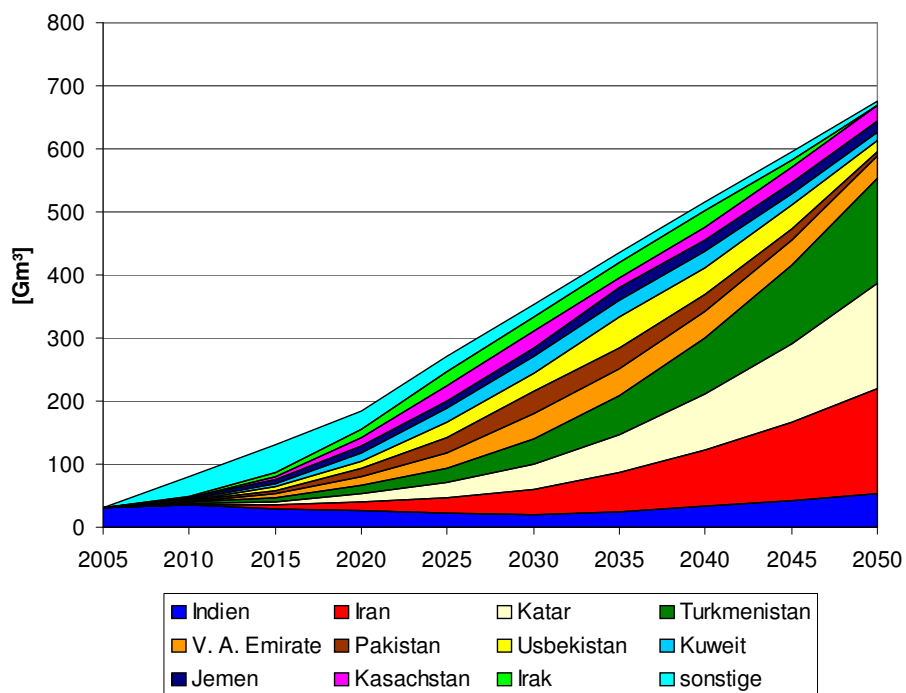


Abb. 4-22: Erdgasversorgung in Indien für Szenario f

Für die USA wirken sich hohe Kosten für nicht-konventionelles Erdgas besonders stark aus, da nicht-konventionelles Erdgas eine große Bedeutung für die amerikanische Erdgasversorgung hat. Die Erdgasversorgung der USA für das Szenario f wird in **Abb. 4-23** dargestellt. Die einheimische Erdgasproduktion geht sofort stark zurück und es muss sehr früh auf venezuelanisches Erdgas zurückgegriffen werden, das aber nur bis zum Jahr 2035 zur Verfügung steht. Ab diesem Zeitpunkt wird wieder vermehrt nicht-

konventionelles Erdgas aus Kanada und den USA verbraucht. Außerdem beginnt zu diesem Zeitpunkt der LNG Import aus Russland.

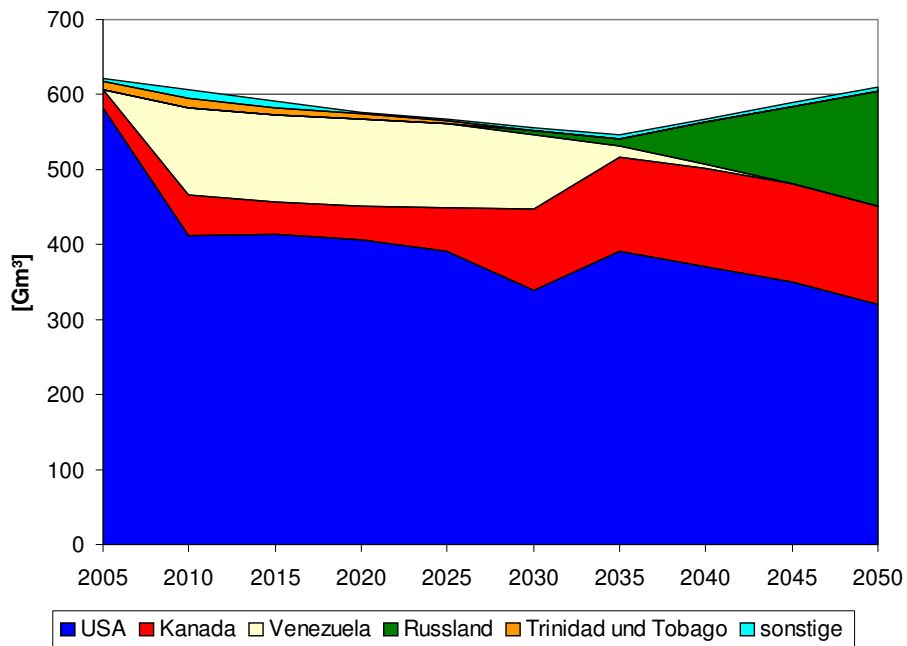


Abb. 4-23: Erdgasversorgung in den USA für Szenario f

Zusammenfassung und Ausblick

Mit der Entwicklung des ProToG Modells und durch die Kopplung mit dem OBJECTS.MiniCAM wurde eine Modellumgebung geschaffen, die es ermöglicht, den globalen Erdgasmarkt abzubilden und seine langfristige Entwicklung zu analysieren. Das Besondere an dieser Abbildung ist, dass nicht nur die Angebotsseite des Erdgasmarktes durch die länderspezifische Erdgasförderung und den internationalen Erdgastransport sehr detailliert modelliert wurde, sondern auch im Gegensatz zu anderen Erdgasmodellen die Auswirkung der Erdgaspreise auf die übrigen Energiemärkte und die daraus resultierenden Rückkopplungen auf den Erdgasverbrauch mit berücksichtigt wurden. Somit wurde der Tatsache, dass der Erdgastransport durch seine hohen Kosten einen entscheidenden Einfluss auf den Erdgasmarkt und seine Preisbildung hat, Rechnung getragen. Darüber hinaus ist es möglich, mit dem ProToG Modell optimale Transportwege zwischen den Erdgasvorkommen und den Erdgasverbrauchern zu finden und anschließend zu interpretieren.

Das globale Erdgasmodell ProToG ist ein lineares Optimierungsmodell, welches die technische Förderung von Erdgas und dessen internationalen Transport bezüglich seiner Kosten optimiert. Als Grundlage für das ProToG Modell wurde eine Datenbank geschaffen, die die globalen konventionellen und nicht-konventionellen Erdgasressourcen sowie die Längen der 464 verschiedenen Pipelinerouten und der 8556 möglichen LNG Routen beinhaltet. Außerdem sind die aktuellen Transport- und Förderkapazitäten der 113 modellierten Länder in dieser Datenbank gespeichert.

Mit der geschaffenen Modellumgebung wurden ein Referenzlauf und verschiedene Variationen, die die Sensitivität der Kostenentwicklung von LNG Technologien und die der Förderung von nicht-konventionellem Erdgas veranschaulichen, durchgeführt und analysiert. Die Analyse erfolgte in einem globalen Kontext und exemplarisch für die drei Länder Deutschland, Indien und USA.

Die Ergebnisse haben gezeigt, dass der Erdgasverbrauch in den Ländern des Nahen Osten und in Russland stark zunehmen wird, wohingegen er in Ländern wie den USA und in Westeuropa, wo heute der Erdgasverbrauch schon hoch ist und die einheimischen Erdgasreserven stark begrenzt sind, stagnieren wird.

Durch den starken globalen Anstieg des Erdgasverbrauches besonders in den Entwicklungs- und Schwellenländern nimmt der Erdgastransport in allen untersuchten Szenarien deutlich zu. Diese Steigerung ist dabei viel stärker als die Zunahme des globalen Erdgasverbrauches im selben Zeitraum. Zunächst verstärkt sich der Pipelinetransport besonders in den Regionen um die erdgasreichen Länder Russland, Iran und Katar, bis dann zum Ende des modellierten Zeitraumes vermehrt LNG transportiert

wird, da die Entfernungen zum Verbraucher zunehmen und auf langen Strecken der LNG Transport günstiger als der Pipelinetransport wird.

Zwar erhöhen sich die durchschnittlichen Förderkosten von Erdgas aufgrund der immer schwerer zugänglich werdenden Ressourcen stärker als die Transportkosten von Erdgas, trotzdem sinkt aber der Anteil der Transportkosten an den Gesamtkosten im Referenzfall von 32% im Jahr 2005 nur auf 26% im Jahr 2050.

Die Erdgasmärkte wachsen durch ein dichteres Pipelinenetz und durch sinkende LNG Kosten näher zusammen. So bilden sich in Deutschland und in Indien ab 2040 Erdgaspreise auf demselben Niveau, was ein Indiz für einen gemeinsamen Erdgasmarkt, in dem Europa, Russland, der Nahe Osten, Nordafrika und Asien zusammengeschlossen sind, darstellt. Die amerikanischen Erdgasmärkte (Nord- und Südamerika) sind allerdings aufgrund geringerer Erdgasressourcen auf lange und verlustreiche LNG Transporte, die auch bei günstigster Kostenentwicklung bis 2050 hohe Kosten verursachen, angewiesen. Deshalb bleiben hier die Erdgaspreise auf lange Sicht gegenüber dem Erdgasmarkt um Russland und dem Nahen Osten hoch und es kommt in diesem Zeitraum somit nicht zu einem globalen Erdgaspreis.

Die Betrachtung der einzelnen Länder hat gezeigt, dass in Deutschland die Erdgasversorgung wesentlich von den Nutzungsmöglichkeiten von Kohleflözgas abhängt. Bezüglich der Erdgasvorkommen liegt Indien durch die kurze Verbindung zum Nahen Osten geografisch günstig, politisch betrachtet verlaufen die möglichen Pipelines jedoch auf äußerst problematischen Routen. Der Erdgasmarkt in den USA und der amerikanische Erdgasverbrauch hängen wesentlich von der Kostenentwicklung der LNG Technologien ab, da dort die LNG Importe die Grenzkosten für Erdgas bestimmen.

Auch bei sehr hohen Förderkosten für nicht-konventionelles Erdgas nimmt seine Bedeutung global bis zum Jahr 2050 stark zu. Durch das Kohleflözgas können sich die Standorte der Erdgasförderung geografisch verschieben und Länder wie China und Deutschland einen ganz neuen Stellenwert innerhalb der globalen Erdgaswirtschaft erlangen. Wie sich die Kohleflözgasförderung jedoch in Zukunft entwickeln wird, hängt wesentlich von der allgemeinen Kohleförderung und den technischen Lösungen für die Förderung von Kohleflözgas ab. Dieser Aspekt muss in Zukunft noch untersucht werden.

In der vorliegenden Arbeit wurde deutlich, dass das Potenzial für die energetische Nutzung von Erdgas sehr hoch ist. Es wurden bei den Betrachtungen keine CO₂-Minderungsstrategien verfolgt, was dazu führen würde, dass der Bedarf von Erdgas im Verhältnis zu Kohle und Erdöl noch mehr steigen würde. In allen Szenarien wurden bis 2050 weniger als die Hälfte der heute vermuteten Erdgasressourcen gefördert, so dass auch in der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts noch genügend Erdgas vorhanden sein wird und Erdgas dadurch ein wesentlicher Energieträger der globalen Energiewirtschaft bleibt.

Literaturverzeichnis

- BGR 03 Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien
Hannover, 2003.
- BOT 05 Bothe, D.; Seeliger, A.
Forecasting European Gas Supply – Selected results from EUGAS model and historical verification
Working Paper 05.01, EWI, Köln, 2005.
- BRE 03 Brenkert, A. L.; Smith, S. J.; Kim, S. H.; Pitcher, H. M.
Model Documentation for the MiniCAM
JGCRI, College Park, 2003.
- BRO 98 Brooke, A. et al.
GAMS – A User's Guide
GAMS Development Corporation, Washington, 1998.
- COR 03 Cornot-Gandolphe, S. et al.
The Challenges of Future Cost Reductions for new Supply Options (Pipeline, LNG, GTL)
22nd World Gas Conference, Tokio, 2003.
- DÜW 05 Düweke, J.; Hamacher, T.
Modellierung der globalen Erdgasressourcen und des Erdgastransportes
4. Internationale Energiewirtschaftstagung, Wien, 2005.
- DÜW 06 Düweke, J.; Hamacher, T.
Modeling Natural Gas Markets – The Costs of Secure Natural Gas
29th IAEE International Conference, Potsdam, 2006.
angezeigte Veröffentlichung gemäß §6 Absatz 1 Satz 2 Promotionsordnung
- EDM 85 Edmonds, J. A.; Reilly, J. M.
Global Energy – Assessing the Future
New York, 1985.
- EDM 05 Edmonds, J. A.
Modeling CCS in the OBJECTS.MiniCAM
Energy Modeling Forum – Workshop on Critical Issues in Climate Change,
Snowmass, 2005.
- EIA 03 Energy Information Administration (EIA)
The Global Liquefied Natural Gas Market – Status and Outlook
U.S. Department of Energy, Washington, DC, 2003.
- ERD 95 Erdmann, G.
Energieökonomik – Theorie und Anwendung
ETH Zürich, B. G. Teubner Stuttgart, 1995.
- FAS 06 Friebe, R.
In 42 Jahren ist alles vorbei
Frankfurter Allgemeine Sonntagszeitung, Frankfurt, 8.1.2006.

- GAMS 04 GAMS Development Corporation
GAMS – The Solver Manuals
GAMS Development Corporation, Washington, 2004.
- GRE 03 Green, D. L.; Hopson, J. L.; Li, J.
Running out of and into oil: Analyzing global oil depletion and transition through 2050
Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, 2003.
- HAR 05 Hartley, P.; Medlock K.B.
The Baker Institute World Gas Trade Model
Geopolitics of gas working paper series, Houston, 2005.
- HEI 05 Heitmann, N.
Lösung energiewirtschaftlicher Probleme mit Hilfe Linearer Programmierung
Diplomarbeit Wirtschaftsmathematik, Uni Augsburg, 2005.
- HOL 06 Holz, F.; v. Hirschhausen, C.; Kemfert, C.
A Strategic Model of European Gas Supply (GASMOD)
Discussion Paper, DIW Berlin, 2006.
- IEA 04 International Energy Agency
Natural Gas Information 2004
Paris, 2004.
- IEA 05 International Energy Agency
Key World Energy Statistics 2005
Paris, 2005.
- IPCC 00 Nakicenovic, N. et al.
Emissions Scenarios
Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge, 2000.
- KEM 03 Kemfert, C.
Applied Economic – Environment – Energy Modeling for Quantitative Impact Assessment
Integrated Assessment, Maastricht, 2003.
- KOL 95 Kolman, B.; Beck, E. B.
Elementary Linear Programming with Applications
Academic Press, Inc., San Diego, 1995.
- LIE 00 Liebig, W.; Schaller, J.
ArcView GIS
GIS-Arbeitsbuch, Heidelberg, 2000.
- MAX 00 Max, M. D.
Natural Gas Hydrate – In Oceanic and Permafrost Environments
MDS Research, Washington, 2000.
- NAK 98 Nakicenovic, N.; Grübler, A.; McDonald, A.
Global Energy Perspectives
University Press, Cambridge, 1998.

- PER 02 Perner, J.
Die langfristige Erdgasversorgung Europas – Analysen und Simulationen mit dem Angebotsmodell EUGAS
Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts Köln, Bd 60, Köln, 2002.
- POR 97 Porth, H. et al.
Erdgas, Reserven – Exploration - Produktion
Geologisches Jahrbuch, Reihe D, Heft 109, Hannover, 1997.
- SCH 96 Schwödiauer, G.
Operations Research - Spieltheorie
Fernuniversität – Gesamthochschule in Hagen, Hagen, 1996.
- SEE 06 Seeliger, A.
Entwicklung des weltweiten Erdgasangebots bis 2030: Eine modellgestützte Prognose der globalen Produktion, des Transports und des internationalen Handels sowie eine Analyse der Bezugsskostensituation ausgewählter Importationen
Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts Köln, Bd 61, Köln, 2006.
- USGS 00 United States Geological Survey
U.S. Geological Survey World Petroleum Assessment 2000 – Description and Results
Denver, 2000.
- VOB 03 Voß, A.
Systemtechnische Planungsgrundlagen in Wirtschaft und Technik
Vorlesungsskript, Stuttgart, 2003.
- WAG 96 Wagner, U.
Bereitstellung fossiler und nuklearer Brennstoffe
Vorlesungsskript, München, 1996.
- WAG 97 Wagner, U.
Gewinnung und Verarbeitung energetischer Daten
Vorlesungsskript, München, 1997.
- WAG 04 Wagner, U.; Igelspacher, R.; Roth, H.
Netzzugangsmodelle für Gas im Spannungsfeld von Technik und Handelsflexibilität
Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 54. Jg. Heft 9, Essen, 2004.
- WAS 05 Blum, J.
Natural Gas's Danger Signs
The Washington Post, October 7th, Washington, 2005.

Anhang

Tab. A-1: Umrechnungsfaktoren der verwendeten Energieeinheiten

Umrechnungsfaktoren			
	1000m³ Erdgas	GJ	MWh
1000m³ Erdgas	1	31,7	8,81
1GJ	0,0315	1	0,278
1MWh	0,113	3,6	1
1Joule			
1J	1		
1kJ	10 ³		
1MJ	10 ⁶		
1GJ	10 ⁹		
1TJ	10 ¹²		
1PJ	10 ¹⁵		
1EJ	10 ¹⁸		
1m³ Erdgas			
1m³	1		
1000m³	10 ³		
Mm³	10 ⁶		
Gm³	10 ⁹		
Tm³	10 ¹²		

Tab. A-2: Erdgasreserven im ProToG Modell¹⁰

Verfügbare Erdgasreserven im ProToG Modell im Jahr 2005							
Afrika		11397 Gm³					
Ägypten	1475	Algerien	4266	Angola	44	Äquatorialguinea	37
Äthiopien	25	Benin	2	Elfenbeinküste	25	Gabun	34
Ghana	24	Kamerun	110	Kongo	92	Libyen	1294
Marokko	2	Mosambik	127	Namibia	150	Nigeria	3457
Ruanda	25	Somalia	6	Südafrika	14	Sudan	85
Tansania	28	Tschad	3	Tunesien	72		
Amerika		9828 Gm³					
Argentinien	650	Bolivien	660	Brasilien	192	Chile	92
Ecuador	104	Kanada	1140	Kolumbien	98	Kuba	18
Mexiko	714	Mittelamerika	3	Paraguay	2	Peru	242
Surinam	0	Trinidad & Tobago	602	USA	3847	Venezuela	1464
Asien		8893 Gm³					
Afghanistan	100	Bangladesch	266	Brunei	391	China	1254
Indien	565	Indonesien	2384	Japan	31	Kambodscha	2
Malaysia	1946	Myanmar	263	Pakistan	636	Papua-Neuguinea	346
Philippinen	139	Südkorea	20	Taiwan	73	Thailand	293
Vietnam	184						
Europa		5424 Gm³					
Albanien	3	Bulgarien	3	Dänemark	116	Deutschland	277
England	815	Frankreich	7	Griechenland	2	Grönland	2
Irland	17	Italien	186	Kroatien	27	Niederlande	1516
Norwegen	2138	Österreich	20	Polen	149	Portugal	2
Serbien Monteneg.	45	Slowakei	15	Spanien	2	Tsch. Republik	4
Türkei	7	Ungarn	71				
Ehemalige SU		54373 Gm³					
Aserbaidshan	985	Georgien	8	Kasachstan	1800	Kirgisistan	6
Moldawien	2	Rumänien*	307	Russland	45800	Tadschikistan	6
Turkmenistan	2688	Ukraine	1064	Usbekistan	1703	Weißrussland	4
* Aus geografischen Gründen der ehem. SU zugeordnet							
Naher Osten		58157 Gm³					
Bahrain	71	Irak	3100	Iran	25770	Israel	42
Jemen	479	Jordanien	7	Katar	14311	Kuwait	1466
Oman	773	Saudi-Arabien	6039	Syrien	223	V. A. Emirate	5876
Australien	2443	Neuseeland	43	alle Angaben in Gm ³			

¹⁰ Eigene Berechnungen nach BGR und IEA.

Tab. A-3: Wachstum der Erdgasreserven im ProToG Modell¹¹

Wachstum der Erdgasreserven im ProToG Modell bis 2025							
Afrika 5692 Gm³							
Ägypten	749	Algerien	2171	Angola	22	Äquatorialguinea	18
Äthiopien	12	Benin	1	Elfenbeinküste	14	Gabun	16
Ghana	24	Kamerun	53	Kongo	44	Libyen	631
Marokko	1	Mosambik	61	Namibia	72	Nigeria	1686
Ruanda	12	Somalia	3	Südafrika	10	Sudan	41
Tansania	13	Tschad	1	Tunesien	37		
Amerika 7020 Gm³							
Argentinien	373	Bolivien	326	Brasilien	106	Chile	47
Ecuador	50	Kanada	812	Kolumbien	59	Kuba	10
Mexiko	401	Mittelamerika	1	Paraguay	1	Peru	118
Surinam	0	Trinidad & Tobago	319	USA	2412	Venezuela	1985
Asien 4670 Gm³							
Afghanistan	48	Bangladesch	144	Brunei	202	China	657
Indien	311	Indonesien	1258	Japan	19	Kambodscha	1
Malaysia	1005	Myanmar	136	Pakistan	341	Papua-Neuguinea	166
Philippinen	70	Südkorea	10	Taiwan	36	Thailand	173
Vietnam	93						
Europa 3060 Gm³							
Albanien	1	Bulgarien	1	Dänemark	67	Deutschland	165
England	547	Frankreich	5	Griechenland	1	Grönland	1
Irland	10	Italien	110	Kroatien	17	Niederlande	834
Norwegen	1133	Österreich	12	Polen	80	Portugal	1
Serbien Monteneg.	23	Slowakei	7	Spanien	1	Tsch. Republik	2
Türkei	4	Ungarn	38				
Ehemalige SU 27208 Gm³							
Aserbaidschan	480	Georgien	4	Kasachstan	888	Kirgisistan	3
Moldawien	1	Rumänien*	168	Russland	22848	Tadschikistan	3
Turkmenistan	1373	Ukraine	538	Usbekistan	900	Weißrussland	2
* Aus geografischen Gründen der ehem. SU zugeordnet							
Naher Osten 28280 Gm³							
Bahrain	44	Irak	1493	Iran	12480	Israel	20
Jemen	230	Jordanien	3	Katar	6913	Kuwait	716
Oman	398	Saudi-Arabien	2984	Syrien	116	V. A. Emirate	2883
Australien	1224	Neuseeland	28	alle Angaben in Gm ³			

¹¹ Eigene Berechnungen nach BGR, IEA und USGS.

Tab. A-4: Erdgasressourcen im ProToG Modell¹²

Verfügbare Erdgasressourcen im ProToG Modell bis 2050					
Afrika		5079 Gm³			
Ägypten	289	Algerien	693	Angola	605
Äthiopien	0	Benin	15	Elfenbeinküste	86
Ghana	29	Kamerun	79	Kongo	260
Marokko	2	Mosambik	0	Namibia	22
Ruanda	0	Somalia	0	Südafrika	30
Tansania	0	Tschad	0	Tunesien	101
Amerika		15398 Gm³			
Argentinien	770	Bolivien	354	Brasilien	3246
Ecuador	8	Kanada	347	Kolumbien	143
Mexiko	697	Mittelamerika	0	Paraguay	64
Surinam	100	Trinidad & Tobago	589	USA	7457
				Venezuela	1433
Asien		5689 Gm³			
Afghanistan	208	Bangladesch	475	Brunei	151
Indien	461	Indonesien	1524	Japan	0
Malaysia	750	Myanmar	384	Pakistan	405
Philippinen	0	Südkorea	0	Taiwan	0
Vietnam	11			China	1214
				Kambodscha	25
				Papua-Neuguinea	0
				Thailand	81
Europa		5442 Gm³			
Albanien	0	Bulgarien	1	Dänemark	11
England	331	Frankreich	295	Griechenland	0
Irland	0	Italien	386	Kroatien	25
Norwegen	2590	Österreich	1	Polen	40
Serbien Monteneg.	4	Slowakei	4	Spanien	252
Türkei	11	Ungarn	36	Portugal	0
				Tsch. Republik	8
Ehemalige SU		21767 Gm³			
Aserbaidshan	955	Georgien	0	Kasachstan	1022
Moldawien	0	Rumänien*	77	Russland	16538
Turkmenistan	2939	Ukraine	23	Usbekistan	213
				Weißrussland	0
* Aus geografischen Gründen der ehem. SU zugeordnet					
Naher Osten		18210 Gm³			
Bahrain	234	Irak	1698	Iran	4451
Jemen	310	Jordanien	35	Katar	582
Oman	478	Saudi-Arabien	9636	Syrien	72
				V. A. Emirate	630
Australien	1581	Neuseeland	0	alle Angaben in Gm ³	

¹² Eigene Berechnungen nach USGS.

Tab. A-5: Erdgas in dichten Speichern im ProToG Modell¹³

Verfügbares Erdgas in dichten Speichern im ProToG Modell bis 2050							
Afrika 2210 Gm³							
Ägypten	249	Algerien	652	Angola	113	Äquatorialguinea	32
Athiopien	4	Benin	2	Elfenbeinküste	19	Gabun	29
Ghana	5	Kamerun	23	Kongo	35	Libyen	186
Marokko	1	Mosambik	29	Namibia	41	Nigeria	640
Ruanda	4	Somalia	37	Südafrika	8	Sudan	48
Tansania	12	Tschad	5	Tunesien	36		
Amerika 7406 Gm³							
Argentinien	258	Bolivien	131	Brasilien	218	Chile	33
Ecuador	14	Kanada	1211	Kolumbien	59	Kuba	4
Mexiko	345	Mittelamerika	1	Paraguay	9	Peru	71
Surinam	0	Trinidad & Tobago	156	USA	4187	Venezuela	709
Asien 3065 Gm³							
Afghanistan	59	Bangladesch	138	Brunei	74	China	1068
Indien	158	Indonesien	649	Japan	13	Kambodscha	5
Malaysia	371	Myanmar	91	Pakistan	172	Papua-Neuguinea	63
Philippinen	31	Südkorea	6	Taiwan	11	Thailand	93
Vietnam	63						
Europa 2022 Gm³							
Albanien	2	Bulgarien	2	Dänemark	1	Deutschland	123
England	361	Frankreich	48	Griechenland	1	Grönland	207
Irland	11	Italien	121	Kroatien	14	Niederlande	400
Norwegen	568	Österreich	13	Polen	47	Portugal	5
Serbien Monteneg.	10	Slowakei	5	Spanien	46	Tsch. Republik	2
Türkei	3	Ungarn	32				
Ehemalige SU 15612 Gm³							
Aserbaidshan	297	Georgien	10	Kasachstan	408	Kirgisistan	3
Moldawien	2	Rumänien*	171	Russland	12976	Tadschikistan	10
Turkmenistan	958	Ukraine	339	Usbekistan	435	Weißrussland	3
* Aus geografischen Gründen der ehem. SU zugeordnet							
Naher Osten 9390 Gm³							
Bahrain	38	Irak	648	Iran	3405	Israel	13
Jemen	88	Jordanien	10	Katar	2445	Kuwait	195
Oman	163	Saudi-Arabien	1616	Syrien	44	V. A. Emirate	725
Australien	456	Neuseeland	23	alle Angaben in Gm ³			

¹³ Eigene Berechnungen nach BGR.

Tab. A-6: Kohleflözgas im ProToG Modell¹⁴

Verfügbares Kohleflözgas im ProToG Modell bis 2050					
Afrika		508 Gm³			
Ägypten	0	Algerien	0	Angola	0
Äthiopien	0	Benin	0	Elfenbeinküste	0
Ghana	0	Kamerun	0	Kongo	0
Marokko	0	Mosambik	0	Namibia	0
Ruanda	0	Somalia	0	Südafrika	500
Tansania	0	Tschad	0	Tunesien	0
Amerika		12313 Gm³			
Argentinien	0	Bolivien	0	Brasilien	20
Ecuador	0	Kanada	6394	Kolumbien	377
Mexiko	63	Mittelamerika	0	Paraguay	0
Surinam	0	Trinidad & Tobago	0	USA	5351
				Venezuela	100
Asien		20253 Gm³			
Afghanistan	5	Bangladesch	5	Brunei	0
Indien	1214	Indonesien	3001	Japan	40
Malaysia	201	Myanmar	0	Pakistan	20
Philippinen	0	Südkorea	50	Taiwan	0
Vietnam	25			China	15692
				Kambodscha	0
				Papua-Neuguinea	0
				Thailand	0
Europa		4256 Gm³			
Albanien	0	Bulgarien	44	Dänemark	0
England	1225	Frankreich	105	Griechenland	0
Irland	10	Italien	0	Kroatien	0
Norwegen	0	Österreich	0	Polen	651
Serbien Monteneg.	4	Slowakei	0	Spanien	15
Türkei	50	Ungarn	43	Tsch. Republik	190
Ehemalige SU		29544 Gm³			
Aserbaidshan	0	Georgien	0	Kasachstan	775
Moldawien	0	Rumänien*	100	Russland	25124
Turkmenistan	0	Ukraine	3520	Usbekistan	0
				Weißrussland	0
* Aus geografischen Gründen der ehem. SU zugeordnet					
Naher Osten		2 Gm³			
Bahrain	0	Irak	0	Iran	2
Jemen	0	Jordanien	0	Katar	0
Oman	0	Saudi-Arabien	0	Syrien	0
				V. A. Emirate	0
Australien	4660	Neuseeland	5	alle Angaben in Gm ³	

¹⁴ Eigene Berechnungen nach BGR.