

---

## 1 Einleitung

Das politische Zusammenwachsen Europas ist ein vielschichtiger Prozess, der unter anderem die Bereiche Politik, Wirtschaft, Währung und Kultur betrifft. Auch der europäische Energiesektor ist im starken Maße von diesem Prozess geprägt. Durch den Einfluss der europäischen Regulierung haben sich Energiemärkte und Aufgaben beteiligter Akteure stark verändert. Diese Veränderungen betreffen auch Gastransportnetzbetreiber, die nach der Trennung vom Handelsgeschäft nun an der Schaffung eines sicheren und diskriminierungsfreien gesamteuropäischen Gasmarktes mitwirken. Zur Bewältigung dieser Aufgaben wurden in den letzten Jahren viele Änderungen im Geschäftsablauf notwendig. Unter anderem musste die Vorgehensweise der Netzplanung und -berechnung geändert werden. Auch das Thema Versorgungssicherheit hat eine neue Bedeutung im europäischen Kontext bekommen, was unter anderem an der Verabschiedung der sogenannten Versorgungssicherheitsrichtlinie (EU) Nr. 994/2010 erkennbar ist. Mit der Teilung der Verantwortung für die Gasversorgungssicherheit auf Politik, Behörden, Energieunternehmen und -verbände haben auch in Netzplanung und -berechnung neue Anforderungen Einzug gehalten.

Ziel der Arbeit ist deshalb, die Sicherheit der Erdgasversorgung in Deutschland im europäischen und deutschen Regulierungsumfeld anhand eines Berechnungsmodells zu prüfen und zu bewerten. Die topologische Grundlage ist dabei das deutsche H-Gas-Netz, das aus öffentlich zugänglichen Daten vom Institut für Gasversorgung der Technischen Universität Clausthal und der Autorin zu Simulationszwecken nachgebildet wurde.

Einen Überblick über den aktuellen Stand von Forschung und Praxis gibt Kapitel 2. Die Berechnung des gesamtdeutschen H-Gas-Netzes mit dem vorliegenden hohen technischen Detaillierungsgrad ist neuartig. Nach heutigem Wissensstand existiert auch keine einheitliche Vorgehensweise für die Netzberechnung zur Analyse der Versorgungssicherheit, so dass die Motivation zur Anfertigung dieser Arbeit darin liegt, zur Schließung dieser Lücke beizutragen.

Dazu wird in den drei Grundlagenkapiteln Basiswissen über den Gastransport mit besonderem Fokus auf Deutschlands Infrastruktur und geografischer Lage vermittelt (Kapitel 3), die politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen erläutert



(Kapitel 4) und die physikalischen, strömungsmechanischen und thermodynamischen Grundlagen der Netzberechnung beschrieben (Kapitel 5).

Aus diesen Grundlagen wird anschließend das Berechnungsmodell entwickelt. Kapitel 6 zeigt das dazu gewählte methodische Vorgehen. Dies schließt einen Überblick über die verwendeten öffentlichen Daten und die Abhängigkeiten von Topologie-, Berechnungs- und Steuerungsmodell ein.

Kapitel 7 stellt detailliert dar, mit welchen Daten und Methoden das Topologiemodell entwickelt wurde. Zur Einordnung der späteren Berechnungsergebnisse ist das Topologiemodell kritisch zu hinterfragen, da es unter anderem aufgrund notwendiger Annahmen das reale deutsche H-Gas-Netz nur vereinfacht widerspiegeln kann.

In Kapitel 8 wird die Erstellung der zu berechnenden Szenarien aus den verfügbaren Daten erläutert. Dabei wird auf die Szenarienauswahl eingegangen, die insbesondere zur Bewertung der Versorgungssicherheit getroffen wurde. Auch dieses Kapitel endet mit einer kritischen Würdigung, die die eingeflossenen Annahmen verdeutlicht und diskutiert.

Das Steuerungsmodell, das in Kapitel 9 beschrieben wird, besteht aus einer Matrix an kombinierbaren Steuerungsoptionen, die mittels Kriterien nach fallender Priorität abgearbeitet werden können, bis entweder eine Aussteuerung ohne Grenzwertverletzung möglich ist oder das Szenario als nicht lösbar gewertet wird. Die kritische Diskussion zu diesem Modell setzt sich dementsprechend insbesondere mit der „manuellen“ Aussteuerung der Szenarien auseinander. Auch wenn versucht wird, durch die beschriebenen Kriterien und einer Aussteuerungsdatenbank eine möglichst gute Abdeckung an Aussteuerungsoptionen zu gewährleisten, kann nicht bewiesen werden, dass ein Szenario nicht ausgesteuert werden kann. Nur der positive Fall, das heißt, das Szenario kann ohne Grenzwertverletzung ausgesteuert werden, kann bewiesen werden.

Kapitel 10 fasst die Ergebnisse der Berechnungen zusammen und erläutert, welchen Einfluss die Art der Vorgehensweise auf die Ergebnisse hat. Die Darstellung der Ergebnisse legt besonderen Fokus auf die deutschen Versorgungsoptionen bei unterschiedlichen Temperaturen, einzelnen Infrastrukturausfällen und geopolitisch bedingten Gasversorgungsausfällen. Aus den gewonnenen Ergebnissen werden in Kapitel 11 Schlussfolgerungen für die deutsche Versorgungssicherheit gezogen.



Kapitel 11 fasst die Arbeit abschließend zusammen und gibt einen Ausblick über zukünftige Entwicklungen und die Möglichkeiten, welche das entwickelte Modell für weitere Untersuchungen bietet.



---

## 2 Motivation

Die Motivation zur Anfertigung der Dissertation liegt in der Weiterentwicklung des aktuellen Stands von Forschung und Praxis zur Methodik der Gasnetzberechnung im Hinblick auf die Versorgungssicherheit im regulierten Umfeld. Die Regulierung von Infrastruktur in Europa ist ein vergleichsweise junges Thema, das mit der Entflechtung von Handel und Transport und der Einführung eines neuen Gasmarktmodells in Deutschland Einzug in die Gasnetzplanung und -berechnung gehalten hat. Vor Einführung der Regulierung lag der Fokus in Wissenschaft und Praxis aufgrund der Entwicklung immer leistungsstärkerer Informationstechnologien bereits auf Beschreibung und Prognose des Gasabsatzverhaltens sowie auf Verbesserungen der Berechnungsgenauigkeit und Leistungsfähigkeit von Simulationsprogrammen.

Die Einführung des neuen Marktmodells stülpte der physikalisch geprägten Netzbeachtung zusätzlich einen kommerziellen Rahmen über, der grundsätzliche Änderungen in der Vorgehensweise der Netzplanung, aber auch in der tatsächlichen Netznutzung der Händler mit sich gebracht hat. Die Entflechtung entlang der Gaswertschöpfungskette hat bei allen Akteuren zu Aufgabenteilungen und Informationsverlusten geführt, so dass die Gasnetzplanung und -berechnung heutzutage zusätzliche Fragestellungen aufwirft. Daher sind neue Ansätze erforderlich, die beispielsweise die verfügbare Kapazität im Gesamtnetz oder punktuell maximieren, den Nachweis auf Nicht-Lösbarkeit einer Transportsituation erbringen oder die Verfügbarkeit von Gasmengen bilanziell berücksichtigen können.

### 2.1 Stand der Forschung

Im Gastransport finden sich heutzutage unterschiedliche Bereiche, die wissenschaftlich erforscht und weiterentwickelt werden. Diese sind neben Simulation und Optimierung strömungsmechanischer Transportprozesse, die Analyse und Prognose von Gasbezug und -absatz und die Entwicklung von Gasmodellen für große Netzbereiche. Der Einsatz von Computern ist dabei aufgrund der Datenmenge und der Komplexität der verwendeten Gleichungen alternativlos.

Bei Simulation und Optimierung kann zwischen stationären und instationären bzw. dynamischen Modellen unterschieden werden. Die stationäre Berechnung bezieht sich auf einen Zeitpunkt, bei dem sich alle Gasflüsse und aktiven Elemente in einem eingeschwungenen, also konstanten Zustand befinden. Bei dynamischen Be-



rechnungen, die auf einem definierten Eingangszustand beruhen, kann es im untersuchten Zeitraum Änderungen bei Elementeneinstellungen, Randwerten und Rahmenbedingungen geben. Selbst wenn keine weiteren Änderungen der genannten Parameter vorgenommen werden, befindet sich das Netz üblicherweise in einem Einschwingzustand, der sich während der mittels Simulation untersuchten Zeitschritte ändert.

Die verwendeten Gleichungen bzw. Gleichungssysteme entstammen dabei der Strömungsmechanik, Thermodynamik und ingenieurtechnischen Beschreibung von Gasanlagen (vgl. Kapitel 5). Je nach verwendeter Beschreibung der Transportprozesse bestehen sie aus nicht-linearen Gleichungen und Ungleichungen, gewöhnlichen und/oder partiellen Differentialgleichungen sowie integralen und/oder diskreten Variablen. Die Gleichungen werden immer wieder weiterentwickelt oder durch Näherungen vereinfacht, beispielsweise von *H.-G. Fasold et al.* ([1] und [2]) und *J. Mischner et al.* ([3] und [4]). Für die stationäre Simulation entfällt die Zeitabhängigkeit der Gleichungen.

Bereits 1987 hat *A. J. Osiadacz* [5] in seinem Buch “Simulation and analysis of gas networks“ verschiedene mathematische Ansätze für die Gasnetzmodellierung und vereinfachte und präzise Berechnungsmethoden für stationäre und dynamische Netzzustände zusammengefasst. Für die Lösung der nicht-linearen Gleichungssysteme nutzt *Osiadacz* das Newton-Verfahren. *T. van der Hoeven* [6] beschreibt 2004 mit seiner Dissertation “Math in Gas and the art of linearization“ die Linearisierung mehrdimensionaler, nicht-linearer Gleichungssysteme, die zur Beschreibung der Gasphysik verwendet werden. Zur Lösung der erzeugten linearen Gleichungssysteme verwendet er sequentielle, stückweise, lineare Programmierung (SPLP). *R.I. Il'kaev* und *V.E. Seleznev et al.* [7] beschreiben in ihrer Monographie 2005 nicht nur die Gasnetzmodellierung und Auswahl mathematischer Lösungsverfahren, sondern beschäftigen sich außerdem mit der Modellierung und Berechnung von Notsituationen und Leitungsbrüchen im Netz. Das Buch “Evaluating Gas Network Capacities“ von *T. Koch et al.* (2015) [8] behandelt ebenfalls verschiedene Ansätze nicht-linearer Programmierung (NLP), die eine Berechnung selbständig durchführen können bzw. Nicht-Lösbarkeit beweisen können. Das Buch gibt außerdem einen detaillierten Überblick über weitere Literatur zu dem Thema in Kapitel 5.5.



Die Anwendung mathematischer Optimierungsmethoden im Gastransport ist auch Thema verschiedener Artikel, beispielsweise von *P. O'Neill et al.* (1979) [9], *D. De Wolf* und *Y. Smeers* (2000) [10], *C. Kelling et al.* (2000) [11], *M. Nowak* und *M. Westphalen* (2003) [12] und *K. Ehrhardt* und *M. Steinbach* (2005) [13]. Auf der Webseite [www.onepetro.org](http://www.onepetro.org) können außerdem Publikationen unter dem Suchbegriff „publisher: "Pipeline Simulation Interest Group"“ gefunden werden, die die Weiterentwicklungen in Modellierung und Berechnungsverfahren zeigen.

Neben der Topologiemodellierung und Simulation bzw. Optimierung gehört auch die Bestimmung der zu verwendenden Randwerte zur Gasnetzberechnung. Dementsprechend ist auch die Prognose des Gasabsatzverhaltens ein wichtiger Forschungsgegenstand. Bereits 1963 untersucht *F. Tuppeck* [14] die Temperaturabhängigkeit des Gasabsatzes. Auch die Monographie zu den „Grundlagen der Gas-technik“ von *G. Cerbe* (1988) [15] widmet sich der Gasbezugsplanung. Ebenfalls beschäftigt sich *T. Koch et al.* (2015) [8] im oben beschriebenen Buch zur Evaluierung der Gasnetzkapazitäten mit der statistischen Auswertung von historischen Flusssdaten zur Erzeugung relevanter Rechenszenarien.

Teilweise sind aus den veröffentlichten Büchern und Artikeln Anwendungen für die Gasnetzberechnung hervorgegangen bzw. weiterentwickelt oder dokumentiert worden. So gibt es auf dem weltweiten Markt eine Vielzahl von Programmen zur Simulation oder Optimierung, wie beispielsweise *GANESI* (PSI AG [16]), *SIMONE* (Liwacom [17]), *Stoner Pipeline Simulator* (DNV GL AS [18]), *PIPEFLO* und *PIPESIM* (Schlumberger Limited [19]), *WinTran* (Gregg Engineering [20]), *FlowTran* (William J. Turner Pty Ltd [21]), *Stanet* (Ingenieurbüro Fischer-Uhrig [22]), *AFT Arrow/Titan* (Applied Flow Technology [23]), *MYNTS-Gas* (Frauenhofer SCAI [24]), *PipelineStudio* (Energy Solutions International Inc. [25]) sowie *MCA* (Gasunie Transport Services B.V. [26]) und *NoVa* (Verbundprojekt „Untersuchung der technischen Kapazität von Gasnetzen“ [8]). Letztgenanntes Programm kann dabei z. B. nicht nur simulieren, sondern das Berechnungsproblem selbständig lösen und optimieren bzw. die Nicht-Lösbarkeit beweisen.

Auf Basis der beschriebenen Programme können unterschiedliche wissenschaftliche Untersuchungen erstellt werden, wie z. B. die Dissertation von *L. Huke* (2002) über die „Energetische Optimierung der öffentlichen Gasversorgung“ [27]. *B. Li* (2012) [28] berechnet in seiner Dissertation „Simulation and capacity calculation in



real German and European interconnected gas transport systems” netzbetreiber-übergreifend das deutsche H-Gas-Fernleitungsnetz. Die Programme bieten aber auch für die Praxis viele weitere Anwendungsgebiete (s. Kapitel 2.2).

Fünf großflächige Modelle, die die gesamteuropäische Gasversorgung unter verschiedenen Aspekten betrachten, sind NATGAS, GASMOT, GASTALE, EUGAS und TIGER, die ausführlich durch *B. Li* (2010) [28] beschrieben werden. Sie greifen auf historische Gasflüsse, technische Restriktionen von Leitungen und Gasanlagen oder auch detaillierte Netzberechnungen zurück. Die technischen Grenzen von Leitungen können dabei nur konstant berücksichtigt werden, auch wenn sie in der Realität variabel und fluss- und druckabhängig sind. Die Elementanzahl ist begrenzt, so dass der Detaillierungsgrad typischerweise geringer als bei der Betrachtung kleinerer Netzbereiche ist. Die Modelle werden meist zur Erforschung der Entwicklung von europäischem Energiebinnenmarkt und Gaspreisen verwendet. Insbesondere mit den Modellen GASTALE und TIGER wurden aber auch schon Versorgungssicherheitsaspekte untersucht, wie in den Veröffentlichungen von *F. Hobbs et al.* (2005) [29] und *S. Lochner et al.* (2010) [30]. Letztere Untersuchung betrachtet den europaweiten Einfluss zweier unterschiedlicher Ausfallszenarien über einen Zeitraum von 28 Tagen im Jahr 2019. Neben der Untersuchung eines Lieferausfalls von 25 % aller LNG-Cargoes nach Europa, ist für diese Arbeit vor allem eine Unterbrechung des Ukraine-Transits von russischem Gas interessant. Im Modell wird versucht, möglichst viel Gas über alternative Routen bereitzustellen, so dass immer noch 186 bis 345 m<sup>3</sup>/d russisches Gas Europa über andere Routen erreichen. Hauptsächlich betroffen ist in der Simulation Ungarn, wo 20 % der Nachfrage nicht bedient werden kann.

## 2.2 Aktuelle Praxis

In der aktuellen Praxis gibt es heute in Deutschland keine einheitliche Vorgehensweise und gemeinsam abgestimmte Rahmenbedingungen zur Berechnung des jeweils betriebenen Gasnetzes der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB). Obwohl Netzbetreiber auf ähnliche Netzdaten und sogar vermehrt auf Standards zurückgreifen, ist die Vorgehensweise individuell geprägt von Netzgröße, Art und Nutzungsverhalten sowie verwendetem Berechnungsprogramm. Mit den oben beschriebenen Programmen werden dabei nicht nur technische Kapazitäten zur Vermarktung bestimmt, sondern auch die Notwendigkeit und Ausgestaltung von Ausbaumaßnah-





men festgestellt, die Umstellung von L- auf H-Gas geplant und die kurzfristige Machbarkeit von Instandhaltungsmaßnahmen geprüft.

Die Bestimmung der technischen Kapazitäten eines Netzes ähnelt in der Vorgehensweise der Methodik dieser Arbeit und wird deswegen am Beispiel der Open Grid Europe GmbH (OGE) im Folgenden auf Basis der Beschreibung von *T. Koch et al.* (2015) [8] näher erläutert. Zum Verständnis anderer Berechnungsmodelle wird auf *Gascade* (2012) [31], *terranets bw* (2013) [32] und *Thyssengas* (2014) [33] verwiesen. Für die Vorgehensweisen europäischer Fernleitungsnetzbetreiber siehe beispielsweise *Energinet.dk* (2010)[34], *National Grid* (2011) [35] und *Net4Gas* (2014) [36].

Die Vorgehensweise von OGE besteht aus vier Schritten:

- Aufstellen eines Modells zur Vorhersage des Kundenverhaltens
- Auswahl relevanter Szenarien
- Berechnung des Netzes mittels Simulationsprogramm
- Interpretation der Ergebnisse.

Die Berücksichtigung historischer Daten zur Vorhersage des Kundenverhaltens dient der Kapazitätsmaximierung, da viele Extremsituationen, die theoretisch betrachtet werden müssten, statistisch ausgeschlossen werden können. Eine Prognose ist für inländische Endkunden bzw. Stadtwerke meist möglich und weist üblicherweise eine Temperaturabhängigkeit auf. Das Beschäftigungsverhalten an Einspeisepunkten ebenso wie Export- oder Speicherpunkten hängt von vielen weiteren Faktoren ab. Sie sind deswegen vielleicht eingrenzbar, aber üblicherweise nicht temperaturabhängig vorhersagbar.

Aus den prognostizierten oder eingegrenzten Einspeise- und Abnahmeverhalten können Szenarien erstellt werden, die als relevant für die Überprüfung des Netzverhaltens angesehen werden. Ein Szenario kann dabei entweder relevant sein, weil es sehr wahrscheinlich ist, weil es aus Erfahrung mit realen oder berechneten Netzsituationen zu Engpässen kommt oder weil es als besonders belastend für das Netz angesehen wird. Um es möglichst belastend zu gestalten, können Ausspeisemengen, die weit entfernt von Einspeisepunkten liegen, im Rahmen der Statistik besonders maximiert, d. h. belastend angesetzt, werden, während Ausspeisemengen die nahe an Einspeisepunkten liegen, im Rahmen der Statistik eher minimiert,



d. h. entlastend angesetzt, werden. Dies führt dazu, dass das Gas tendenziell einen weiteren Weg durch das Netz zurücklegen muss. Auch kann die Einspeisesituation so gewählt werden, dass möglichst geografisch benachbarte Entrys die Deckung des Ausspeisebedarfs übernehmen. Das führt typischerweise dazu, dass die gleichen Transportrouten besonders ausgelastet werden und auf Engpässe untersucht werden können.

Die Simulation der Szenarien erfolgt mittels des Programms *SIMONE 6.0* der Firma Liwacom [37], in dem die Gasnetztopologie modelliert ist. Neben den Flusswerten an den Ein- und Ausspeisepunkten müssen weitere Randbedingungen, wie beispielsweise technische Restriktionen, Einspeisedrücke sowie Luft- und Bodentemperatur angegeben werden. Die Elemente wie Verdichter, Regler und Schieber, mit denen das Netz aktiv gesteuert werden kann, müssen passend zu den Randwerten eingestellt werden (vgl. Kapitel 5.3, S. 86, zu den Einstellungsoptionen). Es erfolgt so lange eine Iteration, bis die Flusssituation ohne Verletzung technischer Grenzwerte in der Simulation dargestellt werden kann oder die Berechnung als nicht lösbar aufgegeben wird. Die Nicht-Lösbarkeit kann aber so nicht bewiesen, sondern nur angenommen werden.

Für die Auswertung werden die Szenarien herangezogen, die im gleichen Zeitraum, für den gleichen Netzausbauzustand, für die gleiche Vertragssituation und je nach Detaillierung der Betrachtung beispielsweise für die gleiche Temperatur gültig sind. Aus all diesen Szenarien wird über die Bildung des Minimums über alle realisierten Flussmengen jeweils für jeden Entry- und Exit-Punkt die vermarktbare Kapazität ermittelt.

Zur Überprüfung der Versorgungssicherheit ist die Vorgehensweise eine andere. Es wird versucht, die festen Exit-Kapazitäten über die nach einem Infrastruktur- oder Lieferausfall verbleibenden Entrys zu versorgen. Gelingt dies nicht, werden Exit-Mengen möglichst dort, wo nur unterbrechbare Verträge abgeschlossen sind, gekürzt. Ist diese Anpassung nicht ausreichend, werden erst die Gaslieferungen an nicht schützenswerte Kunden und danach die Gaslieferungen an schützenswerte Kunden so lange gekürzt, bis eine Versorgung aus den verbleibenden Entrys möglich ist.

Im Monitoringbericht 2012 [38] erstellt die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) eine bilanzielle Abschätzung



der Versorgungssicherheit bei Ausfall der Grenzübergangspunkte Waidhaus und Mallnow (vgl. Abbildung 8, S. 25). Dabei werden gemäß der Gasversorgungssicherheitsrichtlinie (EU) Nr. 994/2010 Anhang 1 Nr. 2 mittels der N-1-Formel für ein zu betrachtendes Gebiet alle Kapazitäten der Einspeisepunkte summiert, die Kapazität des größten, ausfallenden Einspeisepunktes subtrahiert und durch die Gasnachfrage geteilt (vgl. Kapitel 4.2.5, S. 47). Der Wert muss mindestens 100 % entsprechen, was bedeutet, dass die Gasnachfrage rein bilanziell von den nicht ausgefallenen Infrastrukturen gedeckt werden kann. Im Fall eines Ausfalls der Importpunkte Waidhaus und Mallnow beträgt der N-1-Faktor 180 % bzw. 179 %. Diese bilanzielle Betrachtung ist allerdings nur eingeschränkt aussagekräftig, da sie die Netztopologie nicht berücksichtigt.

Die Berücksichtigung der Netztopologie erfolgt vielmehr im Rahmen des Netzentwicklungsplans (vgl. Kapitel 4.2.6, S. 50). Dabei erfolgt jährlich eine gemeinsame Ausbauplanung und Überprüfung und Bewertung der Gasversorgungssicherheit für Deutschland. Zur Berechnung von innerdeutschen N-1-Szenarien werden dafür Szenariorahmen und Randwerte an Eigentums- oder Marktgebietsgrenzen zwischen den Netzbetreibern, die die Berechnung durchführen, abgestimmt.

Bei der Untersuchung des Versorgungssicherheitsszenarios „Versorgungsengpass Februar 2012“ im deutschen Netzentwicklungsplan 2013 [39] hat sich im Gegensatz zu der rein bilanziellen Betrachtung gezeigt, dass bei Einschränkungen von Waidhaus um 30 % trotz einer Maximierung der Liefermengen aus Norwegen zusätzlich auch Gasmengen aus West- und Südeuropa zur Bedarfsdeckung bei gleichzeitiger Exportreduktion Richtung Italien und Frankreich herangezogen werden müssen. Dies würde planerisch Einspeisungen in Medelsheim und Wallbach voraussetzen, wobei Wallbach bisher nicht für diese Umkehr der üblichen Flussrichtung ausgelegt ist. Könnte kein Gas aus West- und Südeuropa importiert bzw. der Export in die Richtung nicht eingeschränkt werden, wären inländische Kunden abzuschalten.

## 2.3 Erkenntnisgewinn

Die vorliegende Arbeit enthält Ansätze zur Modellierung des gesamtdeutschen H-Gas-Fernleitungsnetzes aus öffentlich verfügbaren Daten, zur Auswahl der benötigten Randwerte und Szenarien zur Bewertung der Versorgungssicherheit und zur



Teilautomatisierung der stationären Berechnung mittels des Simulations-Programms *SIMONE 6.0*.

Die Arbeit grenzt sich durch die Größe und technische Detailtiefe des Netzes sowie durch die Betrachtung verschiedener Versorgungssicherheitsaspekte im gesamtdeutschen H-Gas-Raum von anderen Arbeiten ab. Sie leistet außerdem einen Beitrag zur Diskussion über weitere, zu untersuchende Bereiche der Versorgungssicherheit, wie beispielsweise bilanzielle Betrachtungen von Speichern unter Berücksichtigung von füllstandsabhängigen Ausspeicherraten.

Gegenüber kommerziellen Simulationen liegt der Fokus nicht auf der Überprüfung von vermarktbareren Entry-Kapazitäten. Dementsprechend wird auch keine zusätzliche Be- und Entlastung durch Exits modelliert. Unter Versorgungssicherheitsaspekten werden in dieser Arbeit daher nur maximal beschäftigte Exits berücksichtigt und temperaturabhängig angepasst, da überprüft werden soll, ob und von wo Absatzgebiete noch maximal versorgt werden können. Ähnlich zur Praxis ist dagegen der Umgang mit Entrys, da gerade bei Ausfällen der Importe von Russland oder Norwegen, die anderen geografisch benachbarten Entrys des Netzes die Einspeisung kompensieren müssen. Es können aus den Ergebnissen Rückschlüsse auf die Gefahren der hohen deutschen Importabhängigkeit und über mögliche Versorgungsunterbrechungen gezogen werden. Die Analyse der Schwachstellen der deutschen Gasversorgung lässt sich für Überlegungen zu Ausbaumaßnahmen heranziehen.

---

## 3 Grundlagen des Gastransports

Für die Betrachtung der deutschen Versorgungssicherheit sind insbesondere die Grundlagen des Gastransports bedeutsam. Dazu gehört ein Überblick über Gasvorkommen und -produktion, die über vorhandene Infrastruktur nach Europa und Deutschland importiert werden und dort den Primärenergiemix und die Gasimportabhängigkeit bestimmen.

Sowohl Europa als auch die Bundesrepublik Deutschland decken über ein Fünftel ihres Primärenergieverbrauchs über Erdgas, was in etwa dem Anteil der globalen Erdgasnutzung entspricht [40]. Dieser hohe Anteil verdeutlicht die Relevanz einer funktionierenden Erdgasversorgung und zeigt die Abhängigkeit von ausländischen Erdgasressourcen. Denn der größte Teil des benötigten Gases wird konventionell aus Quellen gefördert, die mehrere Tausend Kilometer vom Verbrauchsort entfernt liegen. Um diese Strecken zu überbrücken, wird Erdgas mittels Leitungen oder Schiffen transportiert.

Die Produktionsländer und Transportrouten können zur Beurteilung der Versorgungssicherheit beitragen, da unter Einbeziehung aktueller geopolitischer Entwicklungen mögliche Gefährdungen der Versorgungssicherheit im Voraus erkannt werden können. Allerdings lassen sich kurzfristige Änderungen der Abhängigkeitssituationen nicht bewerkstelligen, da Europa und Deutschland jeweils zu zwei Dritteln ihrer Verbrauchsmengen von zwei Nicht-EU-Staaten, Russland und Norwegen, beliefert werden.

### 3.1 Gasproduktion und -vorkommen

Gas muss von den Produktionsstätten zu den Verbrauchsgebieten transportiert werden. Derzeit wird der größte Teil des Gasverbrauchs aus konventionellen Vorkommen gedeckt. Seit Anfang 2000 wird aber auch vermehrt aus unkonventionellen Quellen gefördert. Ergänzt wird dieses Gasangebot vermehrt durch kleinere dezentrale Quellen, beispielsweise durch Biogasproduktion oder zukünftig vermehrt durch Methan- und Wasserstofferzeugung.



### 3.1.1 Konventionelle und unkonventionelle Vorkommen

Abbildung 1 zeigt, dass die Erdgasvorkommen weltweit unterschiedlich regional verteilt sind. Die größten Vorkommen besitzt Russland, gefolgt von den USA und dem mittleren Osten. Europa besitzt relativ kleine Gasvorkommen.

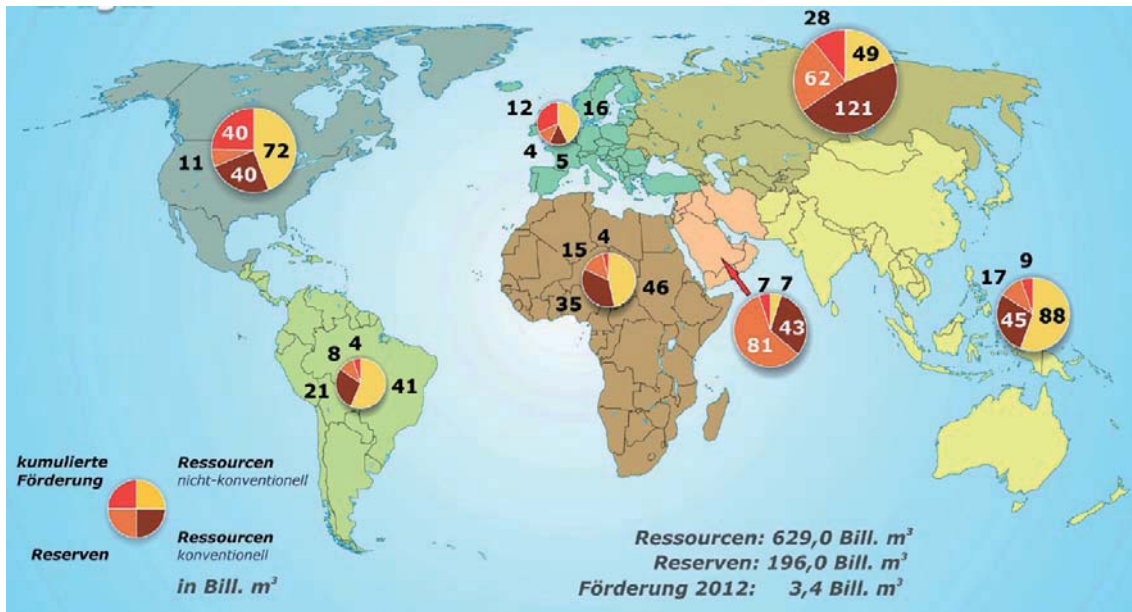


Abbildung 1: Erdgaspotential und -verteilung (ohne Aquifergas und Hydrat)

Abbildung entnommen aus der BGR Energiestudie 2013 [40]

Das gesamte, weltweite Gasvolumen wird aktuell auf 1.142 Milliarden m<sup>3</sup> geschätzt, von dem in der Vergangenheit bereits eine Menge von etwa 102 Milliarden m<sup>3</sup> gefördert wurde. Die verbleibenden 1.039 Milliarden m<sup>3</sup> können in rund 196,5 Milliarden m<sup>3</sup> Reserven, davon 5,5 Milliarden m<sup>3</sup> unkonventionell, und ca. 837 Milliarden m<sup>3</sup> Ressourcen, davon 527 Milliarden m<sup>3</sup> unkonventionell, unterteilt werden (vgl. Tabelle 1).

Dabei gelten Reserven als derzeit sichere und wirtschaftlich förderbare Vorkommen, während die Vorkommen als Ressourcen gezählt werden, die nach derzeitigen Gaspreisen und aktuellem Stand der Technik nicht sicher und/oder nicht wirtschaftlich förderbar sind.

Die Bezeichnung „unkonventionell“ bzw. „nicht-konventionell“ bezieht sich auf Gasvorkommen, die nicht wie konventionelle Vorkommen mittels einer Förderbohrung entströmen, sondern deren Förderung weiterer technischer Maßnahmen bedarf. Hierzu „zählen Kohleflözgas (coalbeded methane), Gas in dichten Gesteinsformati-



onen, wie z. B. in Schiefergesteinen und Schiefertönen (shale gas) oder in dichten Sand- oder Kalksteinhorizonten (tight gas) sowie Aquifergas und Gashydrat.“[41]

Tabelle 1: Erdgasreserven und -ressourcen in Bill. m<sup>3</sup> (Schätzung 2013)

Daten entnommen aus der BGR Energiestudie 2013 [40]

	Reserven	Ressourcen	$\Sigma$ Reserven/ Ressourcen
<b><math>\Sigma</math> konv./unkonv.</b>	<b>202</b>	<b>837</b>	<b>1.039</b>
Konventionelles Erdgas	196,5	310	506,5
Unkonventionelles Erdgas, davon*:	5,5	527	532,5
• Schiefergas	3,7	205	208,7
• Tight Gas	-	63	63
• Kohleflözgas	1,8	50	51,8
• Erdgas in Aquiferen	-	24	24
• Erdgas aus Gashydrat	-	184	184

\* aufgrund lückenhafter Datenlage ist das unkonventionelle Gaspotential unterbewertet

Die Erschließung dieser Vorkommen galt lange als unwirtschaftlich, ist jedoch aufgrund verbesserter Abbaumethoden und steigender Gas- und Energiepreise verstärkt in den Fokus gerückt. Am stärksten fortgeschritten ist die Förderung unkonventioneller Gasvorkommen in den USA, die mittlerweile einer der weltweit größten Erdgasproduzenten sind und ihren Eigenbedarf weitestgehend decken können. [40] Auch in Europa gibt es große unkonventionelle Gasvorkommen.

Der Abbau stellt, wie am Beispiel der USA deutlich wird, eine große Herausforderung für Technik und Umweltschutz dar. Vor allem für das sogenannte Fracking ist es notwendig, Gesteinsschichten in mehreren Tausend Metern Tiefe zu sprengen, um Gasporen zu erschließen und mittels Chemikalien auszuwaschen. Dies ist der Grund, warum die Länder in Europa eine zwiespaltene Haltung gegenüber der Technologie haben. Während einige Länder, darunter Großbritannien, Polen und die Ukraine sich von unkonventioneller Gasförderung Arbeitsplätze, Wachstum und eine unabhängige Energiequelle versprechen, hat Frankreich die Förderung bereits verboten und Deutschland steht der Technologie zumindest kritisch gegenüber [42].

### 3.1.2 Weitere Gasquellen

Biogas ist in den letzten Jahren, auch durch die deutsche Energiewende, ein immer wichtigerer Bestandteil des deutschen Energiemixes geworden. Im Jahr 2012 ha-