



Hamburgisches
WeltWirtschafts
Institut

Wirtschaftliche Bedeutung der Erdgasbranche

Lars Ehrlich, Friso Schlitte, Sven Schulze, André Wolf

HWWI Policy
Paper 94



Gutachten

Wirtschaftliche Bedeutung der Erdgasbranche

Studie im Auftrag des Zukunft ERDGAS e.V.

Hamburg | 18.02.2016

Bearbeitung

**Hamburgisches WeltWirtschaftsinstitut Consult GmbH
Heimhuder Straße 71
20148 Hamburg**

Autoren:

Dipl.-Vw. Lars Ehrlich

Dr. Friso Schlitte

Dr. Sven Schulze

Dr. Andre Wolf

Ansprechpartner:

Dr. Sven Schulze | Tel +49 (0)40 34 05 76 – 355 | s-schulze@hwwi.org

Inhalt

Abbildungsverzeichnis	3
Tabellenverzeichnis	3
1 Einleitung	4
2 Volkswirtschaftliche Bedeutung	4
2.1 Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte	5
2.1.1 Verwendete Daten und Abgrenzung der Branche	5
2.1.2 Beschäftigung, Wertschöpfung und Produktivität in der Erdgasbranche	6
2.1.3 Gesamtwirtschaftliche Effekte	8
2.2 Regionale Bedeutung und fiskalische Effekte der Erdgasbranche	10
2.3 Versorgungssicherheit und Investitionen	12
2.3.1 Versorgungssicherheit	12
2.3.2 Investitionen in der Gasversorgung	17
2.4 Marktliberalisierung	19
3 Nutzung nach Sektoren	21
3.1 Wärme	21
3.2 Strom	24
3.3 Verkehr	28
4 Fazit	32
Quellen	33

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1. Entwicklung der sozialversicherungspflichtigen Beschäftigung in der Erdgasbranche, 2007-2014 (Stichtag 30.6.)	7
Abbildung 2. Primär- und Endenergieverbrauch nach Energieträgern, 2014	13
Abbildung 3. Entwicklung der Erdgasspeicherkapazitäten in Deutschland 1991-2014	14
Abbildung 4. Entwicklung der Einspeisung von Biomethan ins deutsche Erdgasnetz 2006-2014	15
Abbildung 5. Entwicklung von deutschen Erdgas-Im- und Exportmengen 1991-2014	16
Abbildung 6. Investitionen der deutschen Gaswirtschaft 2004-2014	17
Abbildung 7. Länge des Gasrohrnetzes in Deutschland, 2004-2014	18
Abbildung 8. Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden in Deutschland in den Jahren 2006-2015 (in Euro-Cent/kWh)	20
Abbildung 9. Anteil der Energieträger an der Netto-Stromerzeugung in Deutschland in den Jahren 2009 und 2014	25
Abbildung 10. Nettonennleistung aller Stromerzeugungseinheiten im NEP 2015 (2013 und Prognose)	27
Abbildung 11. Bestandsentwicklung Erdgas-PKWs und Erdgastankstellen	31

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1. Bruttowertschöpfung, Erwerbstätigkeit und Produktivität, 2011	8
Tabelle 2. Gesamtwirtschaftliche Effekte der Erdgasbranche in Deutschland, 2011	10
Tabelle 3. Einnahmen aus der Förderabgabe in Niedersachsen und Schleswig-Holstein 2012-2013	11
Tabelle 4. Anteile der Energieträger am Energieverbrauch zur Wärmeerzeugung	23

1 | Einleitung

In einer Vorgängerpublikation im Jahr 2007 hat sich das HWWI bereits mit der Erdgasbranche und ihrer Relevanz für die deutsche Volkswirtschaft auseinandergesetzt (Bräuninger et al. 2007). In der Zwischenzeit haben sich sowohl im Energiebereich als auch gesamtwirtschaftlich große Veränderungen zugetragen. Aus diesem Grund nimmt die vorliegende Studie das Thema erneut auf.

Im Mittelpunkt der Studie steht die Darstellung der volkswirtschaftlichen Bedeutung der Branche im Hinblick auf Kenngrößen wie Wertschöpfung, Beschäftigung und Investitionen sowie den daraus resultierenden Effekten für die Gesamtwirtschaft. Hinzu kommen regionalwirtschaftliche Aspekte und Fragen der Versorgungssicherheit. Zusammen mit Erwägungen zu den Effekten der Liberalisierung der Gasmärkte ist dies Gegenstand von Kapitel 2. In Kapitel 3 werden die drei Verbrauchssektoren Wärme, Strom und Verkehr adressiert und dargestellt, welche Rolle Erdgas hier am aktuellen Rand spielt und welche Rahmenbedingungen hierauf Einfluss haben. Das abschließende Kapitel 4 zieht ein kurzes Fazit.

2 | Volkswirtschaftliche Bedeutung

Die Bedeutung der Erdgasbranche für die deutsche Volkswirtschaft schlägt sich in verschiedenen Aspekten nieder. Zum einen ist die Erdgasbranche ein wesentlicher Bestandteil für eine sichere Energieversorgung von Unternehmen und privaten Haushalten. Dabei kann die Energieerzeugung durch Erdgas zusätzlich einen positiven Beitrag zur Umsetzung der Energiewende leisten. Zum anderen stellt die Branche einen Teil der volkswirtschaftlichen Produktion dar, welcher Einkommen und Beschäftigung generiert. In beiden Bereichen stellen Investitionen eine wichtige Komponente dar. Um die zukünftige Versorgungssicherheit zu gewährleisten und um gleichzeitig Effizienzsteigerungen in Gewinnung und Nutzung zu realisieren, sind Investitionen in Anlagen und Netze notwendig. Gleichzeitig sind Investitionen neben dem Konsum Bestandteil der volkswirtschaftlichen Nachfrage und bestimmen langfristig den Kapitalstock, die Produktionsmöglichkeiten und damit das Wachstum einer Volkswirtschaft.

Im Folgenden wird die gesamtwirtschaftliche Relevanz der Erdgaswirtschaft herausgearbeitet. Dazu wird zunächst die Bedeutung für Wertschöpfung und Beschäftigung beleuchtet. Neben den spezifischen Branchenkennzahlen wird auch der gesamtwirtschaftliche Effekt der Branche betrachtet, welcher durch den Bezug von Vorleistungen in anderen Branchen entsteht. Des Weiteren werden fiskalische Effekte und ihre regionale Bedeutung dargestellt sowie die Investitionstätigkeit der Branche und

ihre Relevanz für die Versorgungssicherheit aufgezeigt und schließlich Aspekte der Liberalisierung des Gasmarktes herausgestellt.

2.1 | Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte

2.1.1 | Verwendete Daten und Abgrenzung der Branche

Für die Analyse der wirtschaftlichen Bedeutung der deutschen Erdgasbranche stehen verschiedene Kennzahlen aus unterschiedlichen amtlichen Statistiken zur Verfügung. Die Abgrenzung der Branche erfolgt dabei auf Basis der Klassifikation der Wirtschaftszweige (WZ 2008). Im engeren Sinne kann die Erdgasbranche durch die Wirtschaftszweige WZ 06.2 „Gewinnung von Erdgas“ und WZ 35.2 „Gasversorgung“ abgebildet werden. In einer weiter gefassten Abgrenzung kann zusätzlich der für die Erdgasgewinnung relevante Teil des Wirtschaftszweiges WZ 09.1 „Erbringung von Dienstleistungen für die Gewinnung von Erdöl und Erdgas“ hinzugezogen werden. Dieser lässt sich allerdings nur grob schätzen und wird nur bei entsprechender Datenlage mit angegeben.

Da die verwendeten Statistiken teilweise auf unterschiedlichen Erhebungsgrundlagen beruhen, ist nicht immer eine uneingeschränkte Vergleichbarkeit der einzelnen Daten gegeben. Weiterhin unterscheiden sich die Statistiken nach Aktualität und Verfügbarkeit für einzelne Branchen. Die Beschäftigungsstatistik der Bundesagentur für Arbeit enthält Informationen für alle drei relevanten Wirtschaftszweige für die Jahre 2007 bis 2014. Sie bietet sich somit an, um die Beschäftigungsentwicklung der Branche darzustellen.

Die Statistik umfasst allerdings nur die sozialversicherungspflichtige Beschäftigung (SVB) und lässt beispielsweise Beamte und Selbstständige unberücksichtigt. Die gesamte Erwerbstätigkeit liegt im Durchschnitt aller Wirtschaftszweige um etwas mehr als ein Drittel über der Zahl der sozialversicherungspflichtig Beschäftigten. Allerdings wird die Zahl der Erwerbstätigen in den amtlichen Statistiken nicht für tiefgegliederte Wirtschaftszweige ausgewiesen.

Eine Ausnahme bildet die Input-Output Rechnung des Statistischen Bundesamtes. Neben der Erwerbstätigkeit enthalten die entsprechenden Statistiken auch die Bruttowertschöpfung der einzelnen Wirtschaftszweige. Allerdings wird die Statistik nicht auf jährlicher Basis und nur mit einer erheblichen Zeitverzögerung veröffentlicht. Aktuell liegen Werte für das Jahr 2011 vor. Weiterhin ist der Detailgrad der Input-Output-Tabellen nicht ausreichend, um die Wirtschaftszweige „Gewinnung von Erdgas“ und die „Erbringung von Dienstleistungen für die Gewinnung von Erdöl und Erdgas“ di-

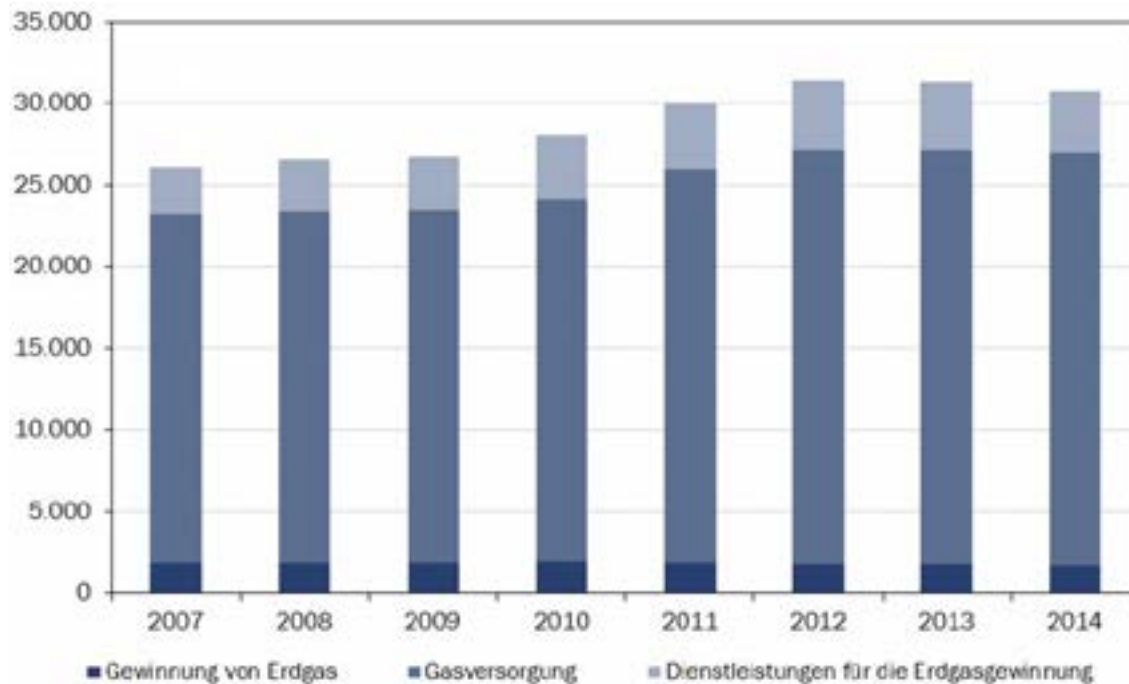
rekt abzubilden. Der Wirtschaftszweig „Gewinnung von Erdgas“ wird in der Tabelle nur innerhalb des übergeordneten Wirtschaftszweiges WZ 06 „Gewinnung von Erdgas auch die Gewinnung von Erdöl“ erfasst. In diesem Fall können die Werte mithilfe einer einfachen Schätzung approximiert werden. Dabei wird angenommen, dass die jeweiligen Erwerbstätigkeits- und Wertschöpfungsanteile von Erdgas- beziehungsweise Erdöl-gewinnung ihren Anteilen an der sozialversicherungspflichtigen Beschäftigung im Wirtschaftszweig WZ 06 entsprechen. Die Input-Output-Tabellen werden nachfolgend auch verwendet, um die gesamtwirtschaftlichen Effekte inklusive der entstehenden Nachfragewirkungen in anderen Branchen und den privaten Haushalten zu analysieren.

2.1.2 | Beschäftigung, Wertschöpfung und Produktivität in der Erdgasbranche

Im Juni 2014 wurden der Bundesagentur für Arbeit im Wirtschaftszweig „Gewinnung von Erdgas“ 1.737 und im Wirtschaftszweig „Gasversorgung“ 25.252 sozialversicherungspflichtige Beschäftigte gemeldet. Gemäß dieser engeren Branchenabgrenzung betrug die gesamte Beschäftigung in der deutschen Erdgasbranche 26.989 Personen. Gegenüber dem Juni des Jahres 2007 stellt dies eine Steigerung von 16,5 Prozent dar. Insgesamt verlief die Beschäftigungsentwicklung in der Erdgasbranche in diesem Zeitraum dynamischer als in der Gesamtwirtschaft (+11,5 Prozent). Während die Beschäftigung in der Wirtschafts- und Finanzkrise der Jahre 2008 und 2009 stabil war, erfolgte ein deutlicher Zuwachs in den Jahren unmittelbar nach der Krise (vgl. Abbildung 1). Wird zusätzlich der Wirtschaftszweig „Erbringung von Dienstleistungen Gewinnung von Erdöl und Erdgas“ herangezogen, kann eine noch etwas höhere Beschäftigungsdynamik in der Erdgasbranche festgestellt werden. Wenn schätzungsweise davon ausgegangen wird, dass rund 60 Prozent¹ der Beschäftigung in diesem Wirtschaftszweig den Dienstleistungen für die Erdgasgewinnung zugeordnet werden können, ergibt sich eine Gesamtbeschäftigung in der Erdgasbranche von 32.223 Personen. Der Zuwachs zwischen 2007 und 2014 lag demnach bei 18,5 Prozent.

¹ Hier liegt die Annahme zugrunde, dass sich die Beschäftigten für die Erbringung von Dienstleistungen für die Gewinnung von Erdöl und Erdgas (WZ 09.1) der Relation der Beschäftigten in den Wirtschaftszweigen WZ 06.1 „Gewinnung von Erdöl“ und WZ 06.2 „Gewinnung von Erdgas“ im mehrjährigen Durchschnitt von 2007 bis 2014 entspricht.

Abbildung 1. Entwicklung der sozialversicherungspflichtigen Beschäftigung in der Erdgasbranche, 2007-2014 (Stichtag 30.6.)



Quellen: Bundesagentur für Arbeit (2015); HWWL

In Tabelle 1 sind die Bruttowertschöpfung, die Erwerbstätigkeit und die Produktivität in der Erdgasbranche (WZ 06.2 „Gewinnung von Erdgas“ und WZ 35.2 „Gasversorgung“) dargestellt. Des Weiteren zeigt die Tabelle die entsprechenden Werte für die gesamte Energiewirtschaft² und die Summe aller Wirtschaftszweige. Die Bruttowertschöpfung gibt den auf einer Produktionsstufe geschaffenen Wert als Differenz zwischen dem Produktionswert und dem Wert der Vorleistungen wieder. Im Jahre 2011 lag der Anteil der Bruttowertschöpfung der Erdgasbranche an der Bruttowertschöpfung der Gesamtwirtschaft bei 0,32 Prozent und an derjenigen des Energiesektors bei etwa 18 Prozent. Der Anteil der Erdgasbranche an der gesamtwirtschaftlichen Erwerbstätigkeit war mit 0,09 Prozent noch deutlich niedriger als im Fall der Bruttowertschöpfung. Auch der Erwerbstätigenanteil in der Energiewirtschaft fällt in diesem Vergleich leicht ab. Dies spiegelt sich in einer besonders hohen Arbeitsproduktivität der Branche wider. Während die Produktivität in der Gesamtwirtschaft bei 58.313 Euro je Erwerbstätigen lag, war diese mit etwa 200.000 Euro in der Gaswirtschaft um ein Vielfaches höher. Dies ist auf eine hohe Kapitalintensität der Branche zurückzuführen.

² Bestehend aus den Wirtschaftszweigen 05 „Kohlenbergbau“, 06 „Gewinnung von Erdgas- und Erdöl“, 19 „Kokerei und Mineralölverarbeitung“ sowie 35 „Energieversorgung“.

Dabei spielen der hohe Kapitaleinsatz für die Anlagen zur Gewinnung von Erdgas, aber auch die Investitionen in die Netzinfrastruktur eine Rolle.

Tabelle 1. Bruttowertschöpfung, Erwerbstätigkeit und Produktivität, 2011

	Bruttowertschöpfung Mio. Euro	Erwerbstätigkeit Anzahl (in Tsd.)	Produktivität Euro je Erwerbstätigen
Erdgasbranche (WZ 06.2 und 35.2)	7.651	38,2	200.331
<i>darunter:</i>			
<i>Gewinnung von Erdgas (WZ 06.2)^a</i>	981	2,2	447.500
<i>Gasversorgung (WZ 35.2)</i>	6.670	36,0	185.278
Energiewirtschaft	42.187	244,0	172.898
Gesamtwirtschaft	2.424.083	41.570,0	58.313
Anteil an der Energiewirtschaft	18,14%	15,65%	-
Anteil an der Gesamtwirtschaft	0,32%	0,09%	-

^a Werte basieren auf eigenen Schätzungen (vgl. Abschnitt 2.1).

Quelle: Input-Output Rechnung des Statistischen Bundesamtes (2015); HWWI.

2.1.3 | Gesamtwirtschaftliche Effekte

Im vorangegangenen Abschnitt wurden Wertschöpfung und Beschäftigung innerhalb der Erdgasbranche, also die sogenannten direkten Effekte, dargestellt. Für eine Beurteilung der gesamtwirtschaftlichen Bedeutung für das Produktions-, beziehungsweise Beschäftigungsniveau sind weitergehende Analysen auf der Grundlage von Vorleistungsverflechtungen zwischen einzelnen Branchen notwendig. Damit lassen sich indirekte und induzierte Effekte ableiten. Indirekte Effekte ergeben sich aus dem Bezug von Vorleistungen aus anderen Branchen, die für die eigene Produktion benötigt werden. Der Bezug von Vorleistungen führt zunächst zu einer erhöhten Nachfrage bei den Zulieferern, die sich positiv auf deren Wertschöpfung und Beschäftigung auswirkt (Erstrundeneffekt). Die erhöhte Produktion in den unmittelbar vorgelagerten Zulieferunternehmen wirkt sich wiederum positiv auf deren Bedarf an Vorleistungen aus, so dass sich der indirekte Effekt entlang der Wertschöpfungskette über mehrere Runden erweitert. Das durch direkte und indirekte Effekte zusätzlich generierte Einkommen der privaten Haushalte wirkt sich wiederum positiv auf die aggregierte Nachfrage einer Volkswirtschaft aus. Die daraus zusätzlich entstehenden Einflüsse auf Wertschöpfung und Beschäftigung bilden den induzierten Effekt. Der Gesamteffekt ergibt sich aus der Summe des direkten, des indirekten und des induzierten Effektes. Inge-

samt kann die Bedeutung einer Branche für Produktion, Wertschöpfung und Beschäftigung in einer Volkswirtschaft um ein Vielfaches höher sein als die direkten Brancheneffekte (Multiplikatoreffekt).

Eine häufig verwendete Methode zur Bestimmung von Vorleistungsverflechtungen zwischen Branchen und ihren Effekten auf Wertschöpfung und Beschäftigung stellt die Input-Output-Analyse dar. Hierfür werden die Tabellen der Input-Output-Rechnung verwendet, die Bestandteil der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung des Statistischen Bundesamtes ist. Sie stellt die produktions- und gütermäßigen Verflechtungen innerhalb Deutschlands dar, einschließlich der Güterströme zwischen In- und Ausland. Dabei werden Gütergruppen sowie ihre Entstehung und Verwendung Wirtschaftszweigen zugeordnet.³ Der Detailgrad der Input-Output-Tabellen ist allerdings nicht ausreichend, um die Zulieferverflechtungen der drei für die Erdgasbranche relevanten Wirtschaftszweige adäquat abzubilden. Während der Wirtschaftszweig 35.2 „Gasversorgung“ als Einzelbetrachtung in der Input-Output-Tabelle vorliegt, kann die „Gewinnung von Erdgas (WZ 06.2)“ nur subsumiert im übergeordneten Wirtschaftszweig WZ 06 „Gewinnung von Erdgas und Erdöl“ betrachtet werden. Der Wirtschaftszweig WZ 0.91 „Erbringung von Dienstleistungen für die Gewinnung von Erdöl und Erdgas“ kann nicht als Bestandteil des direkten Effekts berücksichtigt werden, fließt jedoch als indirekter Effekt in die Betrachtung mit ein.

Die sich aus der Analyse ergebenden indirekten und induzierten Effekte sowie der Gesamteffekt sind in Tabelle 2 dargestellt. Der Gesamteffekt auf Produktion, Wertschöpfung und Erwerbstätigkeit liegt jeweils um ein Vielfaches über den direkten Effekten innerhalb der Branche. Die entsprechenden Multiplikatoren der Erdgasbranche belaufen sich auf 2,7 im Fall des gesamten Produktionswertes, auf 3,2 bezüglich der Bruttowertschöpfung und auf 7,7 im Fall der Erwerbstätigkeit. Oder anders ausgedrückt: auf jeden erwirtschafteten Euro bzw. Beschäftigten in der Erdgasbranche folgen weitere 2,2 Euro Wertschöpfung bzw. 6,7 Erwerbstätige in anderen Branchen. Auffällig ist dabei der hohe Multiplikator bei der Erwerbstätigkeit. Eine Begründung dafür liegt in der hohen Arbeitsproduktivität bzw. Kapitalintensität der Produktion in der Branche. Dadurch ist das Volumen der benötigten Vorleistungen aus anderen Branchen im Verhältnis zu der Zahl der Beschäftigten innerhalb der Branche vergleichsweise gering. Der zusätzliche Beschäftigungseffekt in den vorgelagerten (weniger kapitalintensiven) Branchen ist dann entsprechend hoch.

³ Bei der Analyse gilt es zu beachten, dass die Veröffentlichung einer zeitlichen Verzögerung von einigen Jahren unterliegt. Die aktuellste Input-Output Tabelle für Deutschland ist momentan für das Jahr 2011 verfügbar. Bei der Analyse muss daher von einer relativ stabilen Wirtschaftsstruktur über die Zeit ausgegangen werden. Außerdem wird bei dieser Methode von linearen Produktionsfunktionen ausgegangen, woraus sich fixe Faktor- und Vorleistungskoeffizienten ergeben. Dementsprechend verhalten sich die Faktoreinsatzmengen proportional zur jeweiligen Output-Menge.

Tabelle 2. Gesamtwirtschaftliche Effekte der Erdgasbranche in Deutschland, 2011

	Produktionswert	Bruttowertschöpfung	Erwerbstätigkeit
Effekte	Mio. Euro	Mio. Euro	Anzahl (in Tsd.)
direkt	21.061,1	7.651,1	38,2
davon:			
Gewinnung von Erdgas	1.482,1	981,1	2,2
Gasversorgung	19.579,0	6.670,0	36,0
indirekt	22.968,0	10.554,0	154,6
davon:			
Erstrundeneffekt	12.724,2	5.997,8	85,5
induziert	12.024,7	5.928,6	100,4
Summe	56.053,8	24.133,7	293,2
Multiplikatoren	2,7	3,2	7,7

Quelle: HWWI (2015).

2.2 | Regionale Bedeutung und fiskalische Effekte der Erdgasbranche

Die gesamtwirtschaftlichen Effekte entfalten sich auch auf der regionalen Ebene. Neben dem Einfluss auf die Wertschöpfung und Beschäftigung auf regionaler Ebene, sind die Effekte auf die Einnahmen der Gebietskörperschaften von besonderer Bedeutung. Dies soll im Folgenden exemplarisch an Daten und Erwägungen zur regionalwirtschaftlichen Relevanz der Erdgaswirtschaft dargestellt werden.

Mit drei verschiedenen Steuer- bzw. Abgabenarten trägt die Erdgaswirtschaft wesentlich zu den Einnahmen des Bundes, der Länder und der Kommunen bei. Die Erdgassteuer (oder genauer die Energiesteuer auf Erdgas bzw. die ehemalige Mineralölsteuer auf Erdgas) erbrachte dem Bund in 2014 eine geschätzte Einnahme in Höhe von etwa 3,8 Mrd. Euro.⁴ Dies entsprach einem Anteil von 3,73 Prozent an den Einnahmen aus Bundessteuern und einem Anteil von 0,64 Prozent an den Steuereinnahmen des Bundes (Bundesfinanzministerium 2014).

Darüber hinaus wird von einigen Bundesländern auf die Gewinnung von Erdöl und Erdgas eine Förderabgabe erhoben. Die Länder bestimmen die Höhe des Abgabensatzes und sind gleichzeitig Nutznießer der Einnahmen. Die folgende Tabelle stellt die Einnahmen der beiden wichtigsten erdgasfördernden Bundesländer aus der Förderabgabe gemäß den Angaben des Wirtschaftsverbandes Erdöl- und Erdgasgewinnung (WEG) zusammen.

⁴ Eigene Berechnung auf Grundlage eines durchschnittlichen Steuersatzes in der Höhe von 0,55 Euro je kWh und eines Jahresverbrauchs von knapp 700 Mrd. kWh.

Tabelle 3. Einnahmen aus der Förderabgabe in Niedersachsen und Schleswig-Holstein 2012-2013

	2012	2013	2014*
	Mio. Euro	Mio. Euro	Mio. Euro
Niedersachsen	658,4	622,2	446,3
Schleswig-Holstein	4,6	1,3	1,8
Gesamt	663,1	623,5	448,1

* vorläufige Werte

Quellen: WEG(2014); HWWI.

Für Kommunen bzw. Gemeinden entstehen Einnahmen aus der Konzessionsabgabe, die von regionalen Versorgungsunternehmen und Stadtwerken für die Einräumung des Wegerechtes abzuführen ist. Die Summe der kommunalen Einnahmen (inkl. Stadtstaaten) aus den Konzessionsabgaben der regionalen Gas- und Stromversorger betrug im Jahre 2014 etwa 3,4 Mrd. Euro (Bundesfinanzministerium 2015).

Die durch die Erdgasbranche generierten Steuereinnahmen sind zum einen aus grundsätzlichen fiskalischen Überlegungen heraus von Bedeutung. Die Lage der öffentlichen Haushalte ist weiterhin kritisch, so dass regelmäßige Einnahmen aus der Energiesteuer auf Erdgas, aus der Förderabgabe und aus der Konzessionsabgabe zu deren Konsolidierung und zur Aufrechterhaltung der Handlungsfähigkeit der öffentlichen Hand beitragen. Zum anderen ist unter dem regionalwirtschaftlichen Gesichtspunkt der hohe Mittelzufluss an die Länder und Kommunen bedeutsam, da die Wahrnehmung hoheitlicher infrastruktureller Aufgaben stark von der Verfügbarkeit der notwendigen Geldmittel abhängt.

Darüber hinaus erfüllen die vornehmlich lokalen Unternehmen der Erdgaswirtschaft noch weitere strukturpolitische und infrastrukturelle Aufgaben. So ermöglicht das dicht ausgebaute Gasnetz Unternehmensansiedlungen und die Ausweitung von Wohnungsbauten unter relativ geringen zusätzlichen Erschließungskosten. Dabei wird der Netzausbau selbst oft hauptsächlich von regional ansässigen Unternehmen durchgeführt und kann zudem mit positiven externen Effekten verbunden sein, wenn beispielsweise parallel zu Gasleitungen in einem Arbeitsgang Kommunikationskabel verlegt werden. Nicht zuletzt stellen die betreffenden Unternehmen z.T. regional bedeutende Arbeitgeber dar.

2.3 | Versorgungssicherheit und Investitionen

Investitionen bilden nach dem privaten und dem staatlichen Konsum den dritten wichtigen Bestandteil der Verwendungsseite des Bruttoinlandsproduktes. Sie stellen mithin eine zentrale Nachfragekomponente dar. Ferner bestimmen sie langfristig den Kapitalstock, die Produktionsmöglichkeiten und damit das Wachstum der deutschen Volkswirtschaft. Insgesamt ist die Kapitalbildung über Investitionen eine notwendige Bedingung für die Bruttowertschöpfung und die Arbeitsproduktivität. Neben den kurzfristigen Effekten auf die gesamtwirtschaftliche Nachfrage gibt die Betrachtung der Investitionstätigkeit der Branche folglich Aufschluss darüber, inwieweit diese langfristig zum Wirtschaftswachstum beiträgt.

Neben den Effekten auf die gesamtwirtschaftliche Nachfrage spielt die langfristige Entwicklung der Produktionskapazitäten in der Erdgasbranche eine wichtige Rolle bei der zukünftigen Versorgungssicherheit der deutschen Wirtschaft. Die Investitionen der Erdgasbranche sind notwendig, um eine kontinuierliche Erdgasversorgung sicherzustellen. Eine zukünftig wichtige Rolle kommt auch der Einspeisung von Bio-Erdgas (Biomethan) zu. Besonders Investitionen in Anlagen zur Produktion von Biomethan auf Basis von nachwachsenden Rohstoffen können Versorgungssicherheit nachhaltig sicherstellen.

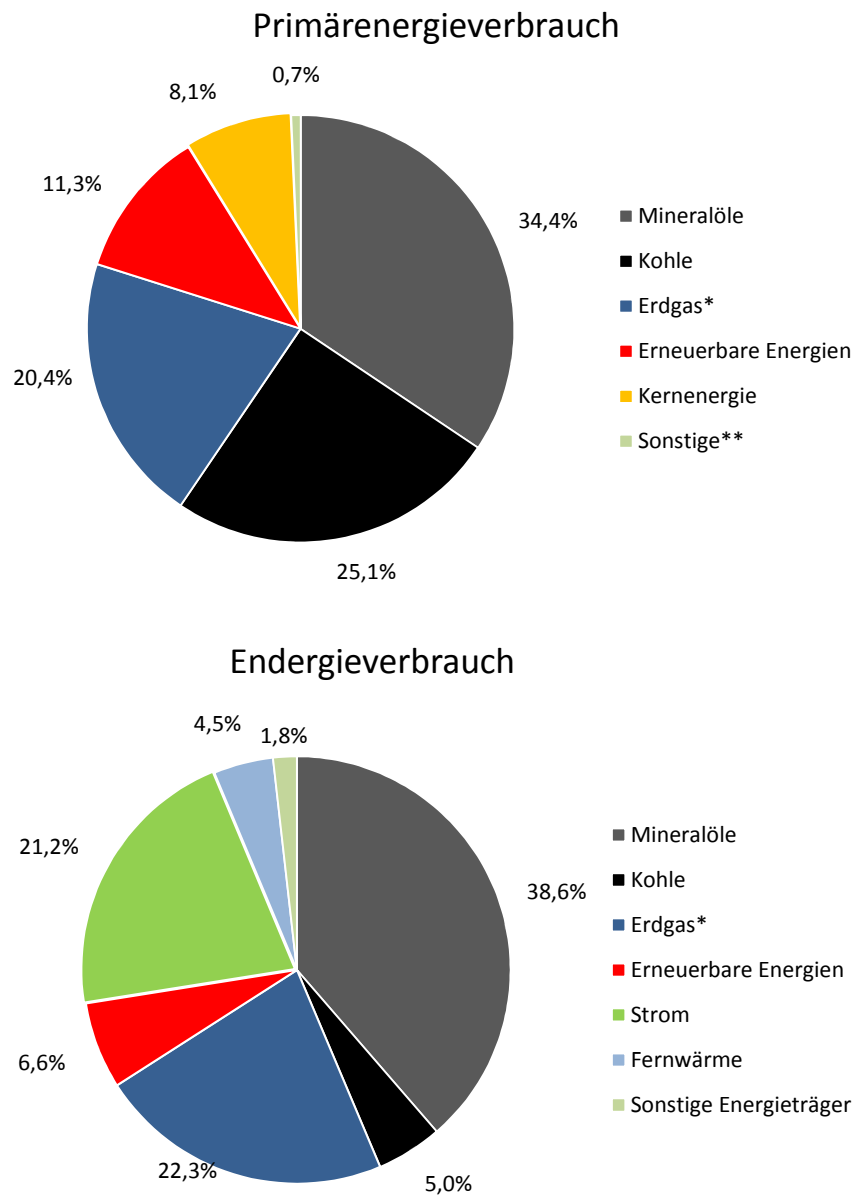
Des Weiteren ist die Erhöhung der Energieeffizienz ein abgeleitetes Ziel gaswirtschaftlicher Investitionen. Eine qualitative Verbesserung des Leitungsnetzes mindert die Transportverluste; der Einsatz neuer Verdichtertechnologien verringert deren Energieverbrauch bei gleichzeitig verbesserter Transportleistung der Gasnetze. Nur über einen regelmäßigen Ausbau und ständige technische Anpassung kann eine funktionstüchtige Gas-Infrastruktur gewährleistet werden.

2.3.1 | Versorgungssicherheit

Erdgas spielt bei der Energieversorgung in Deutschland eine wichtige Rolle. Im Jahre 2014 lagen der Anteil von Erdgas am Primärenergieverbrauch bei 20,4 Prozent und derjenige am Endenergieverbrauch bei 22,3 Prozent (vgl. Abbildung 2). Der Anteil von Erdgas am Endenergieverbrauch der Industrie lag bei 30,3 Prozent, derjenige von Gewerbe, Handel und Dienstleistungen bei 28,7 Prozent und derjenige der privaten Haushalte bei 35,5 Prozent⁵. Investitionen in der Erdgaswirtschaft verfolgen nicht zuletzt deshalb als vorrangiges Ziel die Gewährleistung von Versorgungssicherheit.

⁵ Vgl. AG Energiebilanzen (2015).

Abbildung 2. Primär- und Endenergieverbrauch nach Energieträgern, 2014



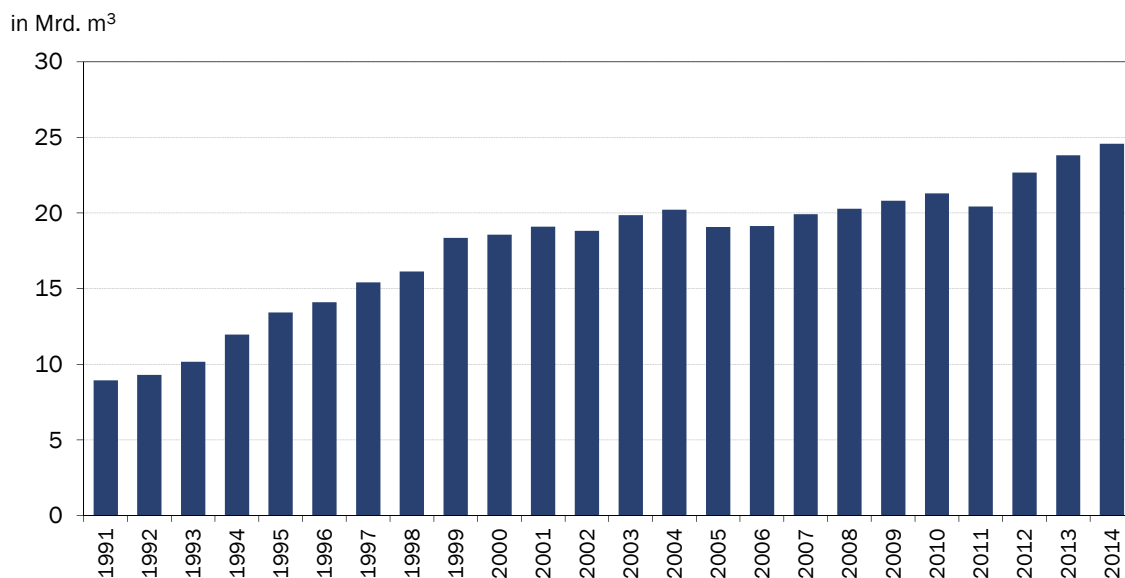
* zu sehr geringen Anteilen Erdölglas

**u.a. Brennholz, Brenntorf, Klärschlamm, Müll, sonstige Gase wie Flüssiggas, Raffineriegas, Kokereigas, Gichtgas sowie Austauschsaldo Strom

Quellen: AG Energiebilanzen (2015); HWI.

Für Versorgungssicherheit sorgen neben dem später noch näher zu betrachtenden Leitungsnetz die 51 unterirdischen Erdgasspeicher in Deutschland.⁶ Gegenüber dem Jahr 1991 hat sich die Speicherkapazität bis zum Jahr 2014 nahezu verdreifacht (vgl. Abbildung 3). Die gesamte Aufnahmekapazität von 24,6 Mrd. m³ Arbeitsgas deckt damit etwas mehr als ein Drittel des deutschen Bedarfs an Erdgas aus demselben Jahr ab.⁷ Unter den EU-Mitgliedstaaten besitzt Deutschland die mit Abstand höchsten Speicherkapazitäten, gefolgt von Italien (17,4 Mrd. m³), Frankreich (12,6 Mrd. m³) und den Niederlanden (5,2 Mrd. m³). Weltweit verfügen nur zwei Länder (USA und Kanada) über mehr Erdgasspeicher und nur drei Länder (USA, Russland, Ukraine) über ein höheres addiertes Speichervolumen.⁸

Abbildung 3. Entwicklung der Erdgasspeicherkapazitäten in Deutschland 1991-2014



Quellen: BDEW nach LBEG; Stand 03/2015, HWWI.

Neben der Speicherung von Erdgas in Deutschland erfolgt eine Diversifizierung hinsichtlich der Lieferländer und der Lieferanten, um Abhängigkeiten auszuschließen. In 2014 stammten 10 Prozent des Erdgasaufkommens aus inländischer Förderung, 38 Prozent aus Russland, 22 Prozent aus Norwegen, 26 Prozent aus den Niederlanden und 4 Prozent aus sonstigen Ländern.⁹ Die Lieferverträge für Erdgas sind zumeist

⁶ Vgl. LBEG (2015).

⁷ Der Erdgasverbrauch in Deutschland betrug im Jahr 2014 gemäß BP (2015) rund 71 Mrd. Kubikmeter.

⁸ Vgl. LBEG (2015).

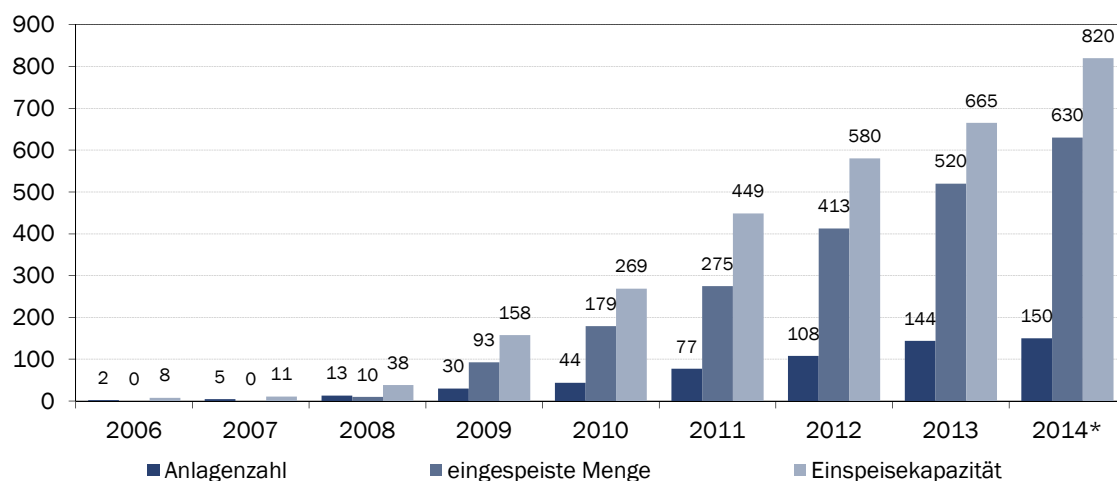
⁹ Vorläufige Werte gemäß BDEW (2015).

langfristig und relativ flexibel ausgestaltet, um einerseits stabile und von politischen Entwicklungen unabhängige Geschäftsbeziehungen zu implementieren, die Investitionsrisiken vermindern, und um andererseits auf Sondersituationen schnell reagieren zu können.

Zur Gewährleistung der zukünftigen Versorgungssicherheit kann auch die Einspeisung von Biomethan einen Beitrag leisten. Biomethan wird in entsprechenden Anlagen aus Biogas hergestellt. Es entspricht den chemischen Eigenschaften von Erdgas und kann in das Erdgasnetz eingespeist werden. Verglichen mit dem deutschen Gesamtverbrauch von Erdgas von über rund 71 Mrd. m³ im Jahr 2014¹⁰ ist die im selben Jahr eingespeiste Menge Bio-Erdgas von 630 Mio. m³ noch vergleichsweise gering (vgl. Abbildung 4). Allerdings werden überhaupt erst seit dem Ende des vergangenen Jahrzehnts nennenswerte Mengen von Biomethan in das deutsche Erdgasnetz eingespeist. Seit dem Jahr 2006 hat sich die Zahl der Anlagen zur Produktion von Biomethan von zwei auf 150 vervielfacht. Die Zahl der Anlagen, ihre Einspeisekapazität und die eingespeiste Menge haben sich seitdem kontinuierlich erhöht. Eine weitreichende Substitution von Erdgas durch Biomethan erscheint allerdings unwahrscheinlich, da der Produktion von Biomethan aufgrund der begrenzten landwirtschaftlich nutzbaren Fläche in Deutschland gewisse Grenzen gesetzt sind.

Abbildung 4. Entwicklung der Einspeisung von Biomethan ins deutsche Erdgasnetz 2006-2014

Anlagenzahl, eingespeiste Menge (Mio. m³), Einspeisekapazität (Mio. m³/a)



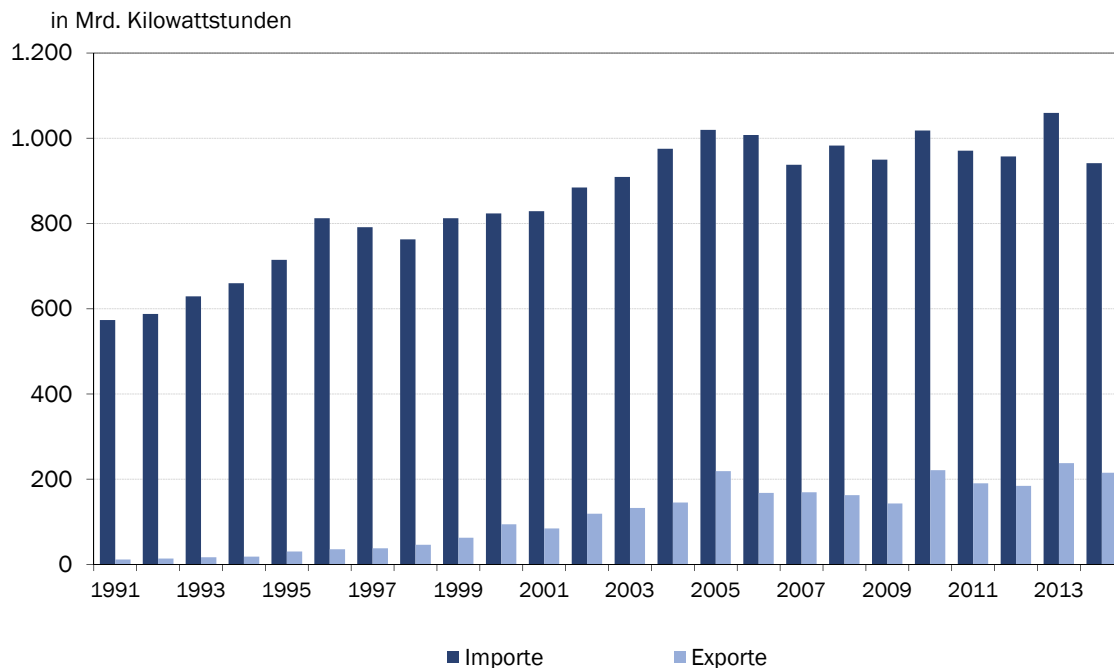
*Vorläufig

Quellen: BDEW nach dena, BNetzA, Stand 04/2015, HWWI.

¹⁰ Vgl. BP (2015).

Die Erdgasbranche in Deutschland trägt nicht nur zur Versorgungssicherheit in Deutschland bei, sondern ist auch von zunehmender Bedeutung für Erdgaslieferungen an andere europäische Staaten. So wird in Deutschland bestehende Erdgas-Infrastruktur dazu genutzt, Erdgas, welches (überwiegend) aus anderen Ländern importiert wird, in die Nachbarstaaten weiterzuleiten. Die deutsche Netzinfrastruktur übernimmt somit auch die Funktion eines Verteiler-Hubs für die Erdgasversorgung in Europa. Dies wird durch die Entwicklung der im- und exportierten Gasmengen verdeutlicht (vgl. Abbildung 5). Es zeigt sich, dass ein leicht zunehmender Teil der importierten Gasmenge wieder in den Export geht. Dabei gingen die Hälfte der Exporte nach Tschechien (49,6 Prozent), 14,1 Prozent in die Schweiz, 9,9 Prozent nach Österreich, 9,0 Prozent nach Frankreich und 8,5 Prozent nach Belgien. Die übrigen 9 Prozent wurden nach Polen, Dänemark und Luxemburg geliefert.¹¹

Abbildung 5. Entwicklung von deutschen Erdgas-Im- und Exportmengen 1991-2014



*2014 vorläufig

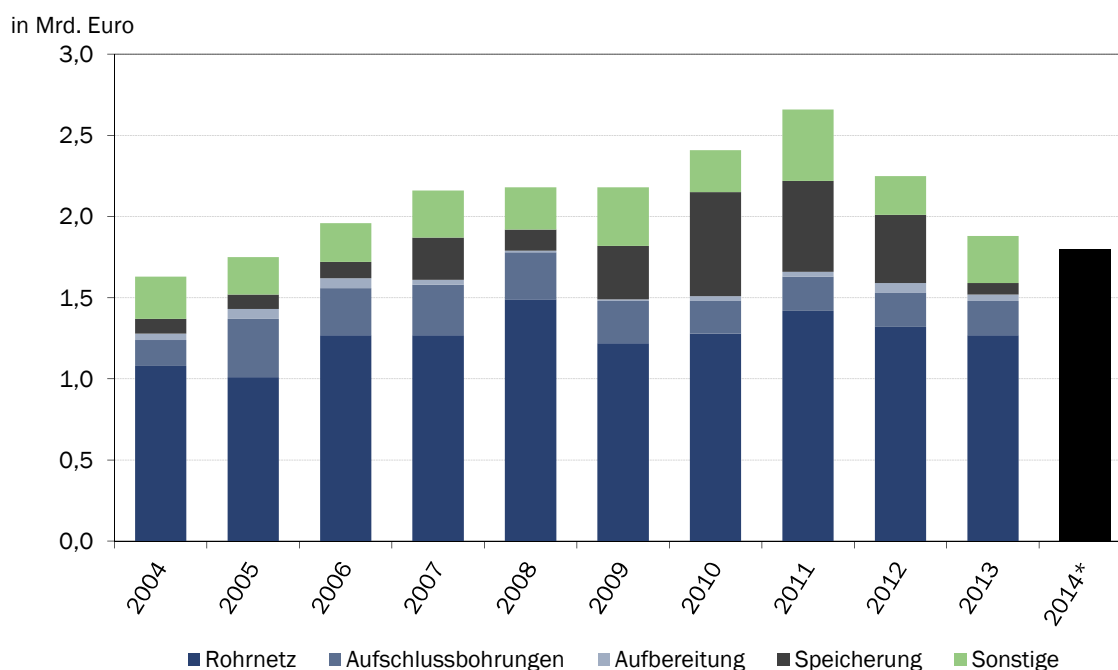
Quellen: BDEW (2015) nach BMWi, Statistisches Bundesamt, HWWI.

¹¹ Vgl. Bundesnetzagentur (2015).

2.3.2 | Investitionen in der Gasversorgung

Die Bruttoanlageinvestitionen machen den weit überwiegenden Teil der Bruttoinvestitionen in der Erdgasbranche aus, zu denen noch die Vorratsveränderungen und der Nettozugang an Wertsachen gehören. Allgemein setzen sich die Bruttoanlageinvestitionen aus den Ausrüstungs-, den Bau- und den sonstigen Anlageinvestitionen zusammen.¹² Abbildung 6 zeigt die nach ihrer Art differenzierten Bruttoanlageinvestitionen der Gasversorgungsunternehmen in Deutschland (GVU) zwischen 1975 und 2014. Zwischen 1975 und 1979 war ein leichter Anstieg der Investitionen von ca. 1.000 auf 1,5 Mrd. Euro zu verzeichnen. In den Folgejahren bis 1989 schwankten die Investitionen zwischen 1,5 und 1,8 Mrd. Euro. Im Zuge der deutschen Wiedervereinigung waren besonders hohe Investitionen notwendig. Dies spiegelt sich in Werten zwischen 2,0 Mrd. Euro in 1990 und 4,5 Mrd. Euro in 1992 wider, wobei erst nach dem Jahr 2000 eine Rückkehr zu Investitionen auf der Höhe des langfristigen Durchschnittes um 1,6 Mrd. Euro erfolgte.

Abbildung 6. Investitionen der deutschen Gaswirtschaft 2004-2014



Quellen: BDEW (2013); HWWI.

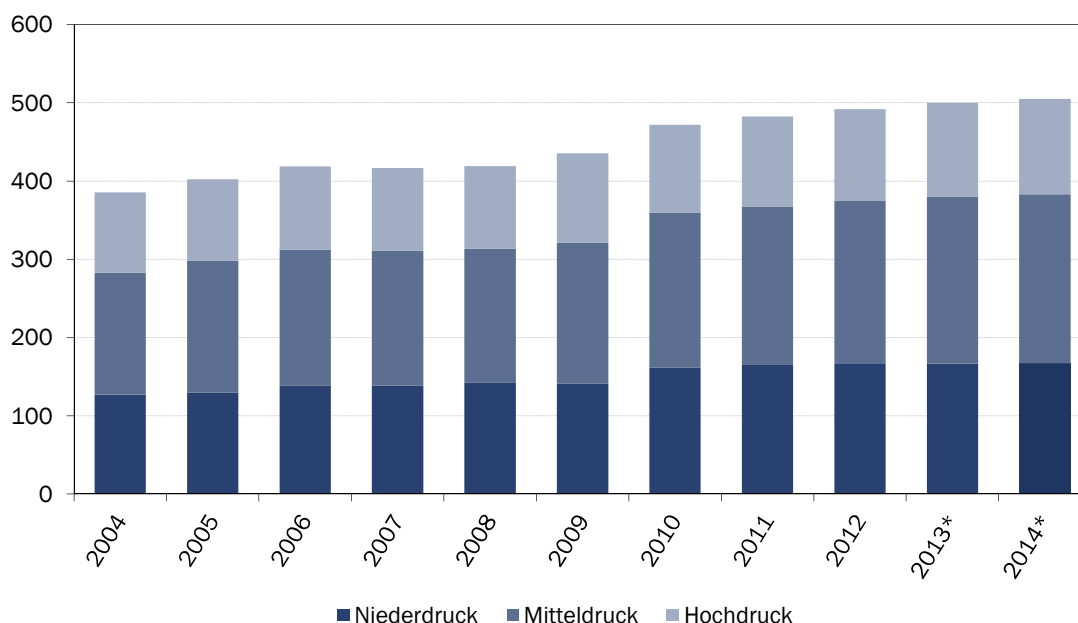
*vorläufig, bisher keine Aufschlüsselung möglich

¹² Vgl. Stobbe (1993) oder die Erläuterungen des Statistischen Bundesamtes zur Reihe „81000 Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen des Bundes“. Die Nettoinvestitionen sind die Bruttoinvestitionen abzüglich der Abschreibungen.

Im Durchschnitt der Jahre 2004-2014 lagen die jährlichen Investitionen insgesamt bei 2,1 Mrd. Euro. Mit rund 60 Prozent floss der größte Teil davon in das Rohrnetz. Weiterhin wurden durchschnittlich rund 13 Prozent der Investitionen für die Speicherung von Gas, 12 Prozent für Aufschlussbohrungen, 2 Prozent für die Aufbereitung und 14 Prozent für Sonstiges aufgewendet.

Abbildung 7. Länge des Gasrohrnetzes in Deutschland, 2004-2014

in Tsd. Kilometern



Quellen: BDEW (2004-2009); Angaben der Gasnetzbetreiber gem. GasNEV (2010-2015), Stand 03/2015; HWWI.

*2013 vorläufig, 2014 geschätzt

Im langfristigen Durchschnitt haben die Investitionen in den Erhalt und den Ausbau des Gasnetzes den größten Anteil an den gesamten Bruttoinvestitionen.¹³ Dies findet seinen Niederschlag in der Entwicklung der Länge des Gasrohrnetzes in Deutschland, (vgl. Abbildung 7). Die Investitionen haben im betrachteten Zeitraum von 2004 bis 2014 insgesamt zu einer Verlängerung des Rohrnetzes in Deutschland um 119.361 km geführt. Das entspricht einer Erweiterung um knapp einen Drittel der Gesamtlänge. Im Zusammenhang mit Netzinvestitionen ist also hervorzuheben, dass diese nicht nur die Versorgungssicherheit gewährleisten, sondern auch zu einer stetigen Erweiterung des Netzes führen. Aufgrund ihrer geringen Konjunkturabhängigkeit leisten die Investi-

¹³ Investitionen in das Gasnetz lassen sich dabei in 4 Kategorien einordnen: Investitionen in das Rohrnetz, Investitionen in Anlagen des Rohrnetzes (Druck-, Regel- und Messanlagen inkl. Verdichtern), Investitionen für Geräte beim Kunden (Zähler, Mess- und Regelgeräte) und sonstige Investitionen.

onen in das Gasnetz zudem unabhängig von der Konstitution der Gesamtwirtschaft einen Beitrag zu ihrer Stabilisierung.

2.4 | Marktliberalisierung

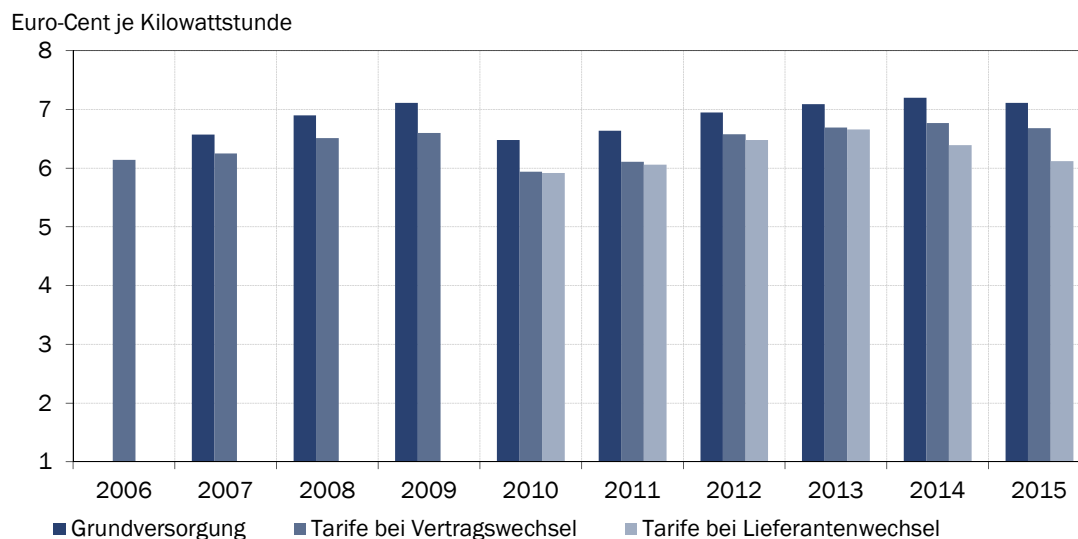
Im Zuge der ersten EU-Richtlinie zur Gasmarktliberalisierung aus dem Jahr 1998 und der Revision der EU-Richtlinien zur Liberalisierung der Energiemärkte wurde auch in Deutschland mit einer Liberalisierung des Gasmarktes begonnen. Rechtliche Grundlage in Deutschland ist hierfür das Energiewirtschaftsgesetz, in dem seit dem Jahr 2005 entsprechende Maßnahmen verankert sind, die mit der Energierechtsnovelle des Jahres 2011 verschärft wurden. Letzteres geschah als Reaktion auf das dritte Energiepaket der EU aus dem Jahr 2009.

Unter einem liberalisierten Energiemarkt wird ein Markt verstanden, bei dem in der leitungsgebundenen Energieversorgung entlang der Wertschöpfungskette soweit wie möglich Wettbewerb herrscht bzw. hergestellt wurde. Zentraler Bestandteil der Liberalisierung ist die sogenannte Entflechtung (englisch: Unbundling), die einer vertikalen Integration von Unternehmen, d.h. entlang der Wertschöpfungskette von der Erzeugung über die Übertragung, die Verteilung bis hin zur Versorgung, aber auch der Speicherung, entgegenwirken soll. Konkret soll die Diskriminierung von Anbietern beim Netzzugang und Quersubventionierungen mit Hilfe von Monopolrenten durch vertikal integrierte Unternehmen verhindert werden. Ziel dieser Liberalisierung ist damit gemeinhin die Verbesserung der Lieferkonditionen für die Verbraucher von Erdgas über eine Förderung des Wettbewerbs, was sich in niedrigeren Endkundenpreisen widerspiegeln müsste.¹⁴

In der theoretischen Literatur werden verschiedene widerstreitende Effekte einer vertikalen Entflechtung diskutiert (Abegg et al. 2014; Growitsch & Stronzik 2011). So können einem verbesserten Wettbewerb mit geringeren Endkundenpreisen Synergieverluste entgegenstehen. Letztlich ist demnach die Frage nach der Vorteilhaftigkeit der Entflechtung nur empirisch zu beantworten. Dies ist zwar nicht Gegenstand der vorliegenden Studie, jedoch sollen die Preisentwicklungen auf dem deutschen Gasmarkt für Haushaltskunden in den letzten Jahren kurz für eine deskriptive Betrachtung genutzt werden.

¹⁴ Für eine Übersicht der hier nicht weiter thematisierten Unbundling-Formen siehe Growitsch et al. (2008).

Abbildung 8. Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden in Deutschland in den Jahren 2006-2015 (in Euro-Cent/kWh)



Quellen: Bundesnetzagentur (2015); HWWI.

Abbildung 8 zeigt die Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden von 2006 bis 2015, wobei differenziert wird nach dem Tarif in der Grundversorgung und Tarifen bei Vertrags- bzw. Lieferantenwechsel. An der Entwicklung aller drei Preiskategorien ist interessant, dass es zwischen 2015 und dem jeweils ersten Jahr mit einem Datenpunkt stets zu Preissteigerungen gekommen ist. Zudem sind die Preise in den Kategorien „Grundversorgung“ und „bei Vertragswechsel“ von 2010 bis 2015 kontinuierlich angestiegen, lediglich in der Kategorie „bei Lieferantenwechsel“ ist ein leichter Rückgang zu beobachten. Mit einer großen Portion Vorsicht, aber unter Berücksichtigung der Tatsache, dass Haushaltskunden in den letzten Jahren vermehrt bei Lieferanten unter Vertrag sind, die nicht ihr örtlicher Versorger sind (BNetzA 2015), könnte man Letzteres als positiven Wettbewerbseffekt, weil preissenkenden Effekt, interpretieren.

Eine Aussage zu der Bedeutung der einzelnen Preiskomponenten kann hier allerdings nicht getroffen werden, zumal die Grenzübergangspreise für Erdgas von 2008 bis 2010 zunächst gesunken, danach bis 2012 gestiegen und anschließend wieder merklich gefallen sind (BAFA 2015). Die BNetzA (2015, S. 321) gibt für das Jahr 2015 für eine beispielhafte Gaspreiszusammensetzung folgende Anteile an: Kosten für die Gasbeschaffung, den Vertrieb und Gewinnmarge (53,3 Prozent), Steuern (Gas- und Umsatzsteuer) (24,1 Prozent), Nettonetzentgelt (19,8 Prozent), Messung, Messstellenbetrieb und Abrechnung (2,0 Prozent), Konzessionsabgabe (0,9 Prozent). Eine exakte Quantifizierung und Bewertung der Effekte der Liberalisierung steht mithin, auch wegen des nur kurzen Zeitraums, noch aus.

3 | Nutzung nach Sektoren

Im Jahr 2014 hat der Energieträger Erdgas einen Anteil von 20,5 Prozent am gesamten Primärenergieverbrauch in Deutschland ausgemacht (BMWi 2015). Dieser hohe Wert reflektiert die Vielfältigkeit des Einsatzes von Erdgas in der Energieumwandlung. An erster Stelle ist hier nach wie vor der Wärmemarkt zu nennen. Erdgas ist ungebrochen der wichtigste Heizenergieträger im Bereich Gebäudebeheizung. Daneben kommt dem Einsatz in der Stromerzeugung über Gaskraftwerke vor dem Hintergrund der anstehenden Herausforderungen im Zuge der Energiewende eine immer wichtigere Rolle zu: die wetterbedingten zeitlichen Schwankungen der Einspeisung von Strom aus den erneuerbaren Quellen Wind und Sonne können mittels Erdgas flexibel abgefedert werden. Im Segment der chemischen Industrie ist Erdgas zudem als Einsatzstoff gefragt. Zukunftsträchtige Anwendungsmöglichkeiten ergeben sich auch im Verkehrssektor. Eine stärkere Marktdurchdringung von Fahrzeugen mit Erdgasantrieb wäre hier im Interesse der Verringerung von Treibhausgasemissionen zu begrüßen. Die deutsche Erdgasinfrastruktur als Ganzes schließlich bietet mit ihren großen Speicher- und Transportkapazitäten eine hervorragende technische Grundlage für die Implementierung der Zukunftstechnologie Power-to-Gas. Das folgende Kapitel beleuchtet den Status quo der verschiedenen Nutzungsformen von Erdgas in Deutschland, unterteilt nach den zentralen Anwendungsfeldern Wärme, Strom und Verkehr.

3.1 | Wärme

Der private Wärmemarkt ist einer der bedeutendsten Verbrauchssektoren von Erdgas in Deutschland. In der Bundesrepublik existieren derzeit etwa 18,6 Mio. Wohngebäude mit rund 39,8 Mio. Wohnungen, welche sich zu einer Wohnfläche von mehr als 3,6 Mrd. Quadratmeter summieren (Destatis 2015a). Das entspricht etwa der vierfachen Fläche von Berlin, und diese Fläche muss nahezu komplett beheizt werden. Entsprechend viel Energie wird von den privaten Haushalten für die Erzeugung von Wärme und Warmwasser aufgewendet. Der Anteil der privaten Wärmeerzeugung am gesamten Endenergieverbrauch der Bundesrepublik Deutschland lag im Jahr 2013 bei knapp 22 Prozent und damit beinahe auf Höhe des Energieverbrauchs des Straßenverkehrs. Für einen solch zentralen Sektor ist mithin eine sichere, bezahlbare und möglichst umweltschonende Energieversorgung unentbehrlich.

Erdgas ist die tragende Säule in der Bereitstellung dieser Energie zur privaten Wärmeerzeugung. Von den im Jahr 2013 in Deutschland verbrauchten 607 Mrd. kWh Endenergie in Form von Erdgas, entfielen 261 Mrd. kWh - also rund 43 Prozent - auf die private Wärmeerzeugung. Damit übertrifft der Erdgasverbrauch zur Erzeugung von Wärme sowohl den Gasverbrauch der Industrie (36,6 Prozent) als auch den des Sektors

Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (18,8 Prozent) (AG Energiebilanzen 2015, Destatis 2016).

Bei isolierter Betrachtung des Wärmemarkts zeigt sich die Stellung von Erdgas als Energieträger noch dominanter: Es ist mit Abstand der wichtigste Heizenergieträger im Wohnungsbestand. Im Jahr 2014 belief sich der Anteil von Erdgas am Energieverbrauch zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser auf rund 48 Prozent und liegt damit weit vor Heizöl mit 22,5 Prozent, Fernwärme mit 9,1 Prozent, Strom (5 Prozent) sowie sonstigen Energieträgern (14,3 Prozent). Dabei hat sich im Verlauf der letzten zwei Dekaden sowohl der absolute Energieverbrauch zur Wärmeerzeugung als auch die Struktur der jeweils verwendeten Energieträger deutlich verschoben (vgl. Tabelle 4). Seit dem Jahr 2000 nimmt der absolute Energieverbrauch zur Wärmebereitstellung in Deutschland kontinuierlich ab, obwohl die zu beheizende Wohnfläche im gleichen Zeitraum stetig gestiegen ist. Dieses Phänomen lässt sich zum einen auf besseren baulichen Wärmeschutz, zum anderen auf deutlich effizientere Wärmeerzeuger zurückführen. Gleichzeitig hat sich die Energieträgerstruktur enorm gewandelt. Vor 20 Jahren belief sich beispielsweise der Anteil von Gas erst auf etwa 40 Prozent, während der Energieverbrauch zur Wärmeerzeugung aus Heizöl noch bei 36 Prozent lag. Während also die Bedeutung von Heizöl in den letzten zwei Jahrzehnten stetig abnahm, stieg das Gewicht von Erdgas, aber auch von Fernwärme und sonstigen Energieträgern (darunter auch Erneuerbare wie Holz), am Heizenergieverbrauch kontinuierlich an. Begründet liegt dieser Trend in mehreren Entwicklungen. Sowohl Fernwärme als auch vor allem Erdgas sind leitungsgebundene Systeme und ohne einen Netzzugang nicht bezugsfähig. Deswegen sind Ölheizungen hauptsächlich in ländlichen Gebieten anzutreffen, während Erdgas-nutzende Wärmesysteme insbesondere in Städten und stadtnahen Gebieten vorherrschen. Ein fortgeschrittener Netzausbau machte es immer mehr Haushalten möglich, an entsprechenden netzgebundenen Systemen zu partizipieren. Laut jüngsten repräsentativen Umfragen scheinen Konsumenten insbesondere die einfache Handhabung (bspw. kein Platzbedarf für Tank, keine Tankauffüllung) sowie die hohen Sicherheitsstandards leitungsgebundener Systeme zu goutieren (BDEW 2015a).

Tabelle 4. Anteile der Energieträger am Energieverbrauch zur Wärmeerzeugung

	1995	2000	2005	2010	2014 ¹⁵
Energieverbrauch zur privaten Wärmeerzeugung (Mrd. kWh)	623	669	587	560	523
Energieträger (in Prozent)					
Erdgas	40,2	44,0	46,7	45,7	47,9
Heizöl	36,3	34,8	29,7	25,2	22,5
Strom	7,4	5,8	6,2	5,2	5,0
Fernwärme	7,5	6,0	7,1	8,2	9,1
Kohle	4,6	2,2	1,5	2,3	1,2
Sonstige	4,0	7,2	8,8	13,4	14,3

Quelle: Destatis (2016) - Vorbericht, eigene Berechnungen.

Neben dem reinen Energieverbrauch ist die Beheizungsstruktur im Hinblick auf die verwendeten Heiztechniken bei der beobachteten Entwicklung besonders bedeutsam. Erdgas ist auch hier das Fundament der genutzten Heizsysteme in Deutschland. Von den gesamten Wohngebäuden in Deutschland werden nach neuesten Erhebungen etwa 46,9 Prozent mit Erdgas beheizt (BDEW 2015a). Genauer gesagt entfallen 40,5 Prozent auf Erdgas-Zentralheizungen und 6,4 Prozent auf Erdgas-Etagenheizungen. Auch auf die Wohnungszahl bezogen zeigt sich die führende Stellung von gasgeführten Systemen. Mit rund 19,3 Mio. Erdgas-beheizten Wohnungen erfolgt bei nahezu jeder zweiten Wohnung die Wärmezufuhr mit Erdgas (BDEW 2015a). Den Zeitverlauf betrachtend ergibt sich, wie beim Energieverbrauch, auch bei den Heizsystemen derselbe Trend hin zu Erdgas-geführten Wärmeerzeugern und sonstigen Systemen. Die Dynamik des Energieträgeraustauschs beim Heizsystem speist sich dabei in erster Linie aus zwei Faktoren: Den im Neubau verwendeten Wärmeerzeugern sowie der Neuinstallation/Modernisierung von Wärmeerzeugern im Gebäudebestand. Im Jahr 2014 wurden in den etwa 110.000 neu gebauten Wohngebäuden in rund 51 Prozent der Fälle Gasheizungen installiert. Ölheizungen werden mit 1,2 Prozent vergleichsweise selten im Neubau verwendet (Destatis 2015b). Ein ähnliches Bild ergibt sich bei der Analyse der Austauschinstallation zu Modernisierungszwecken. Bei insgesamt 2,8 Mio. Wohnungen wurde im Zeitraum vom 2000-2014 beim Austausch der Heizungsanlage auch ein Wechsel des Hauptenergieträgers vollzogen. Dabei waren die Abwanderungen zu meist von Ölheizungen (-1,3 Mio. Wohnungen) zu beobachten und kamen meist Erdgas (+1,06 Mio. Wohnungen) und Fernwärme (+0,12 Mio. Wohnungen) zugute (BDEW 2015a). Neben besserem baulichem Wärmeschutz ist insbesondere moderne Heiztechnik für den gesunkenen Energieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser verantwortlich. Bei mit Gas oder Öl betriebenen Wärmeerzeugern gelten „Brennwertkessel“ als der Stand der Technik. Diese Wärmeerzeuger erreichen Nutzungsgrade von

¹⁵ Vorläufig.

96 bis 99 Prozent und erzielen Energieeinsparungen von 10 bis 15 Prozent im Vergleich zur Vorgängertechnologie der sogenannten Niedertemperaturkessel. Der letztgenannte Gerätetyp darf wegen seiner zu geringen Energieeffizienz ab Ende 2017 nicht mehr neu installiert werden. Entsprechend kommen im Neubau und bei Heizungsmodernisierungen im Bereich der fossilen Brennstoffe fast durchgehend Brennwertkessel als Neugeräte zum Einsatz. Hierbei dominieren mit Erdgas betriebene Heizsysteme sowohl erneut die Neuinstallationen als auch die Struktur des Bestands. Dadurch sind mittlerweile von den etwa 20,7 Mio. zentralen Wärmeerzeugern etwa 5 Mio. Brennwertkessel im Gesamtbestand. Diese teilen sich wiederum auf 4,4 Mio. Gas- und 0,6 Mio. Öl-Brennwertkessel auf (BDH 2015). Die Verwendung verbrauchsärmerer Heizungs-technik senkt dabei nicht nur den Energieverbrauch und die laufenden Heizkosten der Konsumenten, sondern verringert gleichzeitig umweltbeeinträchtigende Emissionen. Hierbei hat Erdgas, mit geringeren Emissionsfaktoren umweltschädlicher Abgase je verbrauchter Energiemenge, einen zusätzlichen Vorteil gegenüber Heizöl und teilweise auch im Vergleich zu Fernwärme (vgl. IWU 2014).

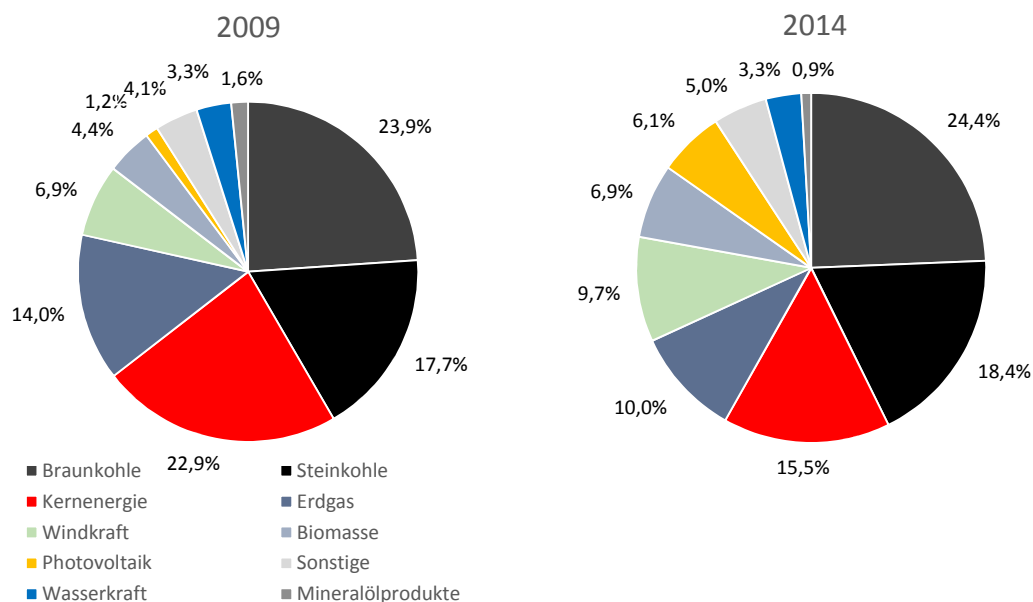
Es ist wahrscheinlich, dass der in den letzten Jahren beobachtete Trend voranschreiten wird. Im Zuge der deutschen Energiewende rückt der Wärmemarkt unlängst stärker in den Fokus. Besonderes Augenmerk liegt dabei auf dem zum Großteil veralteten Wärmeerzeugern im Gebäudebestand. Besonders Ölheizungen weisen hier mit überdurchschnittlichem Alter einen Modernisierungsbedarf auf. Da mittlerweile bei einem großen Teil dieser Haushalte die Möglichkeit eines Gasnetz- oder Fernwärmeanschlusses besteht, ist davon auszugehen, dass auch in der Zukunft der Trend von Heizöl hin zu Erdgas als Energieträger zur privaten Wärmeerzeugung ungebrochen anhalten wird.

3.2 | Strom

Die deutsche Energieversorgung befindet sich gegenwärtig mitten in einem fundamentalen Umbruch. Am sichtbarsten ist das bislang im Bereich der Stromerzeugung. Der Anteil von Strom aus regenerativen Energiequellen (EE-Strom) an der Netto- Erzeugung ist in den letzten zehn Jahren von 9,5 Prozent in 2004 auf 26,8 Prozent in 2014 gestiegen. Dabei leistet sogenannter dargebotsabhängiger Strom aus Windkraft und Photovoltaik mittlerweile einen Großteil des Beitrags, auch sein Anteil an der Erzeugung insgesamt hat deutlich zugenommen (siehe Abbildung 9). Diese Form von Erzeugungsleistung ist anders als bei Strom aus konventionellen Kraftwerken nicht beliebig regelbar, sondern im Wesentlichen durch natürliche Parameter wie Windgeschwindigkeit und Sonnenintensität vorgegeben, die zudem mittelfristig schwer vorhersehbaren Schwankungen unterliegen. In Zukunft wird dieser natürlich volatile Anteil der Stromerzeugung noch weiter zunehmen, die langfristige Zielvorgabe der Bun-

desregulierung für EE-Strom insgesamt liegt bei einem Anteil von 80 Prozent in 2050. Damit soll der Stromsektor entscheidend zum Oberziel der Dekarbonisierung Deutschlands beitragen.

Abbildung 9. Anteil der Energieträger an der Netto-Stromerzeugung in Deutschland in den Jahren 2009 und 2014



Quellen: HWWI (2015); BDEW (2015b).

Um das gewohnte hohe Maß an Versorgungssicherheit aufrechtzuerhalten, muss mit dieser Entwicklung zugleich jedoch ein Umbau des Versorgungssystems insgesamt einhergehen. Im klassischen Versorgungssystem auf Grundlage rein konventioneller Energieträger unterteilt sich der Kraftwerkspark in Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke. Dem Grundlastbereich werden solche Kraftwerke zugeordnet, die aufgrund ihrer Kostenstruktur idealerweise permanent am Netz sind und Strom produzieren. Diese Rolle kam und kommt auch zurzeit noch in Deutschland Atomkraft- und Braunkohlekraftwerken zu. Der Mittellastbereich umfasst die im Tagesgang zu Zeiten höheren Verbrauchs regelmäßig hinzugeschalteten Kraftwerke. In diesem Segment sind bisher in erster Linie Steinkohlekraftwerke sowie Gas- und Dampfkombikraftwerke (GuD-Kraftwerke) tätig. Der Spitzenlastbereich schließlich ist neben der Aktivität von Stromspeichern vor allem die Domäne der Gasturbinenkraftwerke. Sie tragen wesentlich zur Versorgungssicherheit bei, indem sie kurzfristige Verbrauchsspitzen flexibel mit ihrer Erzeugungsleistung bedienen. Geeignet für diese Rolle macht sie ihre im Vergleich zu Grundlastkraftwerken inverse Kostenstruktur. Die Investitions- und Wartungskosten bei einem Gaskraftwerk liegen deutlich niedriger als

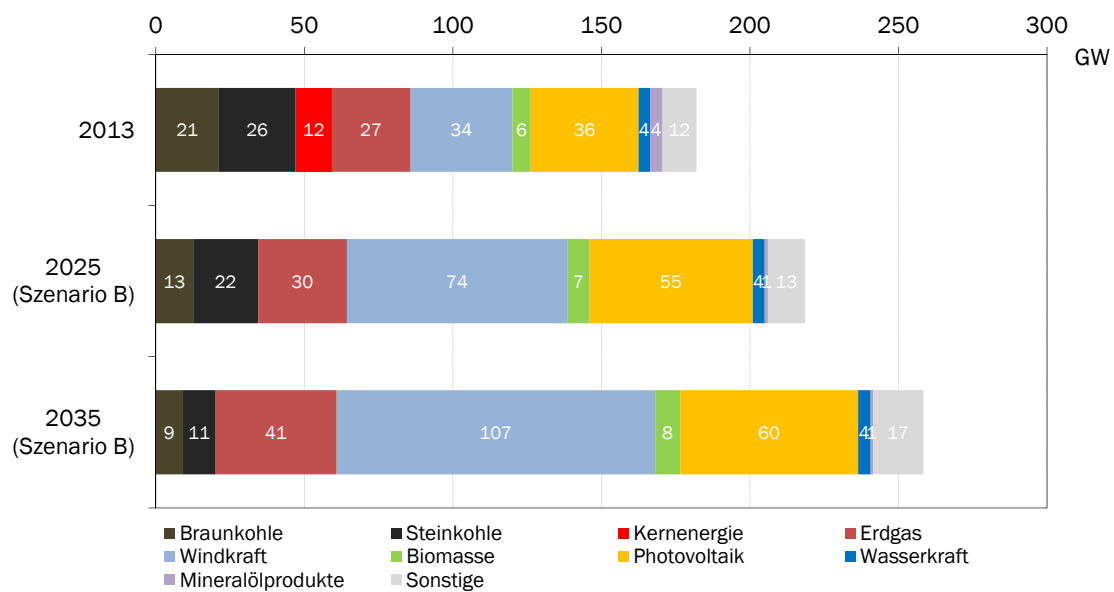
bei einem Braunkohlekraftwerk, was grundsätzlich einen wirtschaftlichen Betrieb auch bei geringerer zeitlicher Auslastung möglich macht. Eine weitere Eigenschaft, die sie besonders für den Spitzenlastbereich geeignet macht, ist ihre hohe Anfahrgeschwindigkeit (unter einer Stunde) und damit die Fähigkeit, besonders schnell auf Verbrauchsschwankungen zu reagieren.

Auch aus umweltökonomischer Perspektive sind Gaskraftwerke im Vergleich zu anderer konventioneller Erzeugung positiv zu beurteilen. Die spezifischen CO₂-Emissionen von Gasturbinenkraftwerken sind deutlich geringer als in der Kohleverstromung. Das Umweltbundesamt hat für Erdgas in 2012 einen CO₂-Emissionsfaktor von 399 g / kWh bezogen auf den Stromverbrauch ermittelt, für Stein- und Braunkohle dagegen Faktoren in Höhe von 904 bzw. 1.158 g / kWh (UBA 2015a). Im Hinblick auf die allgemeine Energieeffizienz schneiden Gaskraftwerke vor allem in der Form des GuD-Kraftwerks gut ab. Bei dieser Technologie werden die im Betrieb der Gasturbine anfallenden heißen Abgase in einer nachgeschalteten Dampfturbine zusätzlich zur Stromerzeugung genutzt. Auf diese Weise lassen sich energetische Wirkungsgrade von etwa 60 Prozent erreichen, was deutlich über den Werten der neuesten Generation an Braunkohlekraftwerken (ca. 45 Prozent) liegt (VDI 2013).

Trotz all dieser Vorteile ist der Anteil von Erdgas an der Stromerzeugung in den letzten fünf Jahren tendenziell gesunken (siehe Abbildung 9). Das hat mehrere Gründe. Zum einen hat der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an der Strombörse unmittelbar für eine (zeitabhängig mehr oder weniger starke) Verdrängung des Stromangebots aus konventioneller Erzeugung gesorgt. Der nach vorrangiger Einspeisung von EE-Strom noch ungedeckte Strombedarf (die sogenannte Residuallast) ist im Mittel in den letzten Jahren stetig gesunken. Davon sind Gasturbinenkraftwerke als Spitzenlastkraftwerke besonders betroffen, durch ihre vergleichsweise hohen Grenzkosten werden sie als erstes aus dem Markt katapultiert. Zum anderen werden die Gaskraftwerke speziell im Mittellastbereich auch durch die zurzeit besonders billige Verstromung von Kohle eines Teils ihrer Wettbewerbsfähigkeit beraubt. Ursächlich hierfür sind sowohl niedrige Weltmarktpreise für Steinkohle als auch niedrige Kosten für CO₂-Zertifikate im EU-Emissionshandel (Fraunhofer ISE 2013a). Im Ergebnis wird die Stromerzeugung aus Erdgas gegenwärtig nicht hinreichend für ihre Flexibilitäts- und Umweltvorteile am Markt entlohnt, im Gegenteil sogar zunehmend aus der Gewinnzone gedrängt. Das ist vor dem Hintergrund der zukünftigen Herausforderungen im Stromsektor problematisch. Der anvisierte Ausbau der regenerativen Stromerzeugung hat nachhaltigen Einfluss auf das zukünftige Versorgungssystem. Statt der klassischen Dreiteilung in Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke kann künftig eigentlich nur noch von zwei Erzeugungsformen gesprochen werden: Der natürlichen-volatilen Erzeugung aus Wind und Sonne auf der einen Seite und der gesicherten (d.h. im Bedarfsfall jederzeit zuschaltbaren) Erzeugung von Backup-

Kraftwerken auf der anderen Seite. Dazu muss dann aber auch ausreichend gesicherte Leistung vorgehalten werden, wie diverse Studien zeigen. Die dena (2012) rechnet mit einem Bedarf von 60 GW, Prognos (2012) sogar mit bis zu 70 GW. Die im Zuge der EEG-Novelle 2014 veränderten regulatorischen Rahmenbedingungen sind in diesen Zahlen zwar noch nicht berücksichtigt, an der grundsätzlichen Tendenz dürfte sich aber nichts ändern.

Abbildung 10. Nettonennleistung aller Stromerzeugungseinheiten im NEP 2015 (2013 und Prognose)



Quellen: HWWI (2015); NEP (2015).

Anforderungen an die Backup-Leistung sind vor allem ein hohes Maß an Flexibilität, um Schwankungen in der Einspeisung von EE-Strom zeitnah kompensieren zu können, sowie ein möglichst geringer CO₂-Ausstoß. Zudem muss sie auch zu einem wesentlichen Anteil die für die Versorgungssicherheit nötigen Systemdienstleistungen wie die Bereitstellung von Regelleistung und Blindleistung stemmen. Denn diese können zu einem großen Teil nur regional im Netz, nicht auf große Entfernungen erbracht werden, was die Eignung der räumlich sehr ungleichmäßig verteilten Windkraft für diese Zwecke beschränkt (dena 2012). Es liegt damit auf der Hand, dass Gaskraftwerken angesichts der beschriebenen Vorteile eine zentrale Rolle im Versorgungssystem der Zukunft zukommen muss, erst recht im Zusammenhang mit dem umweltökonomisch motivierten Ausstieg aus Atomkraft und Kohle. Das spiegelt sich aktuell auch in den Zukunftsszenarien zum deutschen Strommix wider. Die Übertragungsnetzbetreiber etwa gehen im Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2025 von einem

klaren Zubaubedarf im Bereich Gas aus. In dem einen EE-Ausbau am oberen Rand des politischen Ausbaukorridors annehmenden Szenario B wird für 2035 von einem Nettozubau an installierter Leistung aus Gaskraftwerken von etwa 14 GW gegenüber 2013 ausgegangen (siehe Abbildung 10). Das entspricht etwa 50 Prozent der gesamten gegenwärtigen Nennleistung der Gaskraftwerke.

Die Realisation des benötigten Zubaus setzt allerdings entsprechende Investitionsbereitschaft auf Seiten der Anlagenbetreiber voraus. Angesichts des heute schon zu beobachtenden Preis- und Mengendrucks, den sich speziell Gaskraftwerke ausgesetzt sehen, werden Rufe nach einer grundlegenden Reform der Entlohnungsmechanismen immer lauter. Schon seit längerem wird der Vorschlag kontrovers diskutiert, die Einnahmen der Kraftwerksbetreiber aus dem Verkauf von erzeugtem Strom im Großhandel durch eine zusätzliche Entlohnung für die reine Vorhaltung von Leistung zu ergänzen. Dies könnte als eine Prämie für den Beitrag zur Versorgungssicherheit interpretiert werden. Voraussetzung ist, dass die Leistung jederzeit flexibel zur Verfügung steht, so dass ein spontan auftretender Ausfall der Erzeugung aus Wind und Sonne auch wirklich kompensiert werden kann. In dem von Manchem favorisierten Konstrukt der Kapazitätsmärkte erfolgt die Prämiensetzung über ein Ausschreibungsverfahren, an dem prinzipiell alle Anlagen, die dieses Kriterium erfüllen, teilnehmen können. Ein unerwünschter Effekt der Einführung solcher Parallelmärkte kann allerdings sein, dass auch für Betreiber, die dieser Kompensation gar nicht bedürfen, Mitnahmegewinne anfallen, die dann letztlich direkt oder indirekt vom Stromverbraucher finanziert werden müssen (Bundeskartellamt 2014). Zudem können solche Märkte auch aus umweltpolitischer Sicht kontraproduktiv wirken, wenn hierdurch etwa Kohlekraftwerke mit veralteter Technologie länger als nötig rentabel gehalten werden (Energy Brainpool 2015a). Die Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen sollte sich besser von vornherein auf flexible Spitzenlastkraftwerke fokussieren, die zudem umweltverträglich sind. Auf diesem Weg könnte der Systemrelevanz von Gaskraftwerken auch ökonomisch Rechnung getragen werden.

3.3 | Verkehr

Unter dem derzeitigen Kraftstoffmix stellt der Verkehrssektor einen Hemmschuh für das Erreichen der klimapolitischen Ziele auf nationaler und EU-Ebene dar. So konnten zwar durch strengere Abgasvorschriften die spezifischen Schadstoffemissionen (d.h. Emissionen relativ zum Kraftstoffverbrauch) in den letzten Jahren spürbar gesenkt werden, die Zunahme des Verkehrsaufkommens hat diesen Effekt aber teilweise konterkariert. Besonders deutlich wird das beim CO₂-Ausstoß: Die spezifischen Emissionen im deutschen PKW-Verkehr lagen im Jahr 2013 um 12 Prozent niedriger als in 1995, die absoluten Emissionen sanken jedoch nur um 2 Prozent (UBA 2015b). Damit

leistet der Verkehrssektor gegenwärtig kaum einen Beitrag zum Oberziel der Bundesregierung, die CO₂-Emissionen in Deutschland bis 2020 um 40 Prozent im Vergleich zu 1990 zu verringern. Weitere Effizienzverbesserungen bei konventionellen Antriebssystemen werden auch zukünftig nicht ausreichen, um das zu ändern. Eine Markteinführung bzw. stärkere Marktdurchdringung alternativer Antriebe ist damit unverzichtbar.

In der öffentlichen Wahrnehmung wird die Zukunft der Mobilität oft einfach mit batteriebetriebenen Elektromobilen gleichgesetzt. Damit wird jedoch eine schon heute technisch ausgereifte Option übersehen: Erdgasfahrzeuge. Darunter fallen Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor, die mit Erdgas statt Benzin oder Diesel betankt werden.¹⁶ Augenfällig sind zunächst die technischen Vorteile: Durch die Verwendung eines herkömmlichen Ottomotors können Benzinfahrzeuge auf relativ einfache Weise auf Erdgasantrieb umgerüstet werden. Zumindest bei Neufahrzeugen entsteht mittlerweile auch kein Platzproblem mehr durch die Installation der Tankbehälter, sie werden in der Regel unter dem Fahrzeugboden angebracht. Im Technologievergleich ergeben sich klare Reichweitenvorteile gegenüber Elektromobilen, besonders im Falle eines bivalenten Betriebs (d.h. mit zusätzlichem Benzintank). Im Bedarfsfall wie etwa auf längeren Reisen kann in Ermangelung von Erdgastankstellen zeitweilig auf Benzinbetrieb umgestellt werden. Zugleich fallen bei Erdgasantrieb bedingt durch das günstigere Kohlenstoff-Wasserstoff-Verhältnis um fast 25 Prozent geringere Treibhausgasemissionen im Vergleich zu Benzinautos an. Die Emissionsminderung kann noch gesteigert werden, indem dem fossilen Erdgas im Tank Biomethan beigemischt wird. Sofern das Biogas aus flächenschonender Erzeugung stammt (z.B. Vergärung von Gülle, Klärschlamm), reicht schon ein 20 Prozent-Anteil aus, um bei den Treibhausgasemissionen auch einen Bio-Kraftstoff wie Ethanol zu schlagen. Bei 100-prozentigem Biomethaneinsatz können die Emissionen sogar auf nahe null zurückgefahren werden (JRC 2013). Erhebliches Emissionsminderungspotential besitzen Erdgasautos auch in Bezug auf Stickoxide und Feinstaub. Grundsätzlich zu begrüßen ist der Erdgasantrieb im Hinblick auf den Diversifizierungsgedanken, da die einseitige Abhängigkeit der Mobilität von der Ressource Erdöl so aufgebrochen werden kann.

Das Bundesverkehrsministerium hat in seiner Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie von 2013 Erdgas explizit als eine der wenigen schon gegenwärtig sinnvollen Alternativen zu Benzin auf dem Treibstoffmarkt identifiziert (BMVBS 2013). Zurzeit fördert der Gesetzgeber die Erdgasmobilität unmittelbar über einen fiskalischen Hebel. Für Erdgas als Kraftstoff gilt ein im Vergleich zu Benzin deutlich reduzierter Energiesteuersatz. Der Bundestag hat jüngst die Fortschreibung dieser ursprünglich bis 31.12.2018 befristeten Steuerermäßigung beschlossen, ein konkreter Gesetzesentwurf für die Verlänge-

¹⁶ Darunter fallen komprimiertes Erdgas (CNG Antrieb) und flüssiges Erdgas (LNG Antrieb). Diese Antriebsformen sind nicht zu verwechseln mit dem sogenannten Autogas, das ein Gemisch aus Butan und Propan darstellt.

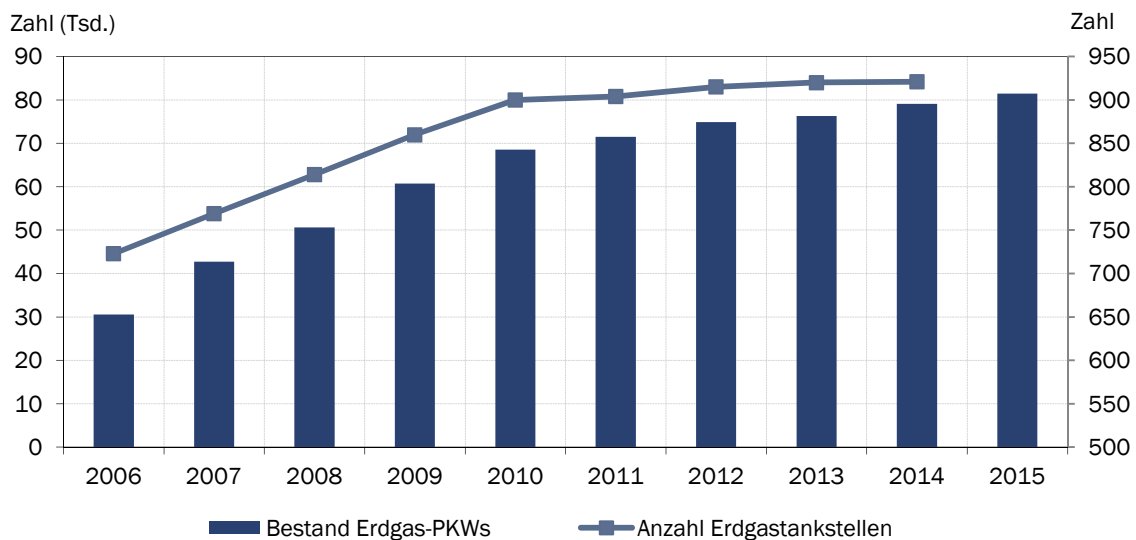
rung muss noch erarbeitet werden. Zusätzlich erfolgt eine indirekte Förderung über die gesetzliche Pflicht zur anteiligen Beimischung nachhaltiger Kraftstoffe im Vertrieb. Ein entsprechendes Biokraftstoffquotengesetz wurde in seiner ursprünglichen Form bereits 2006 verabschiedet. Seit Anfang 2015 gilt hier eine neue Regelung, nach der nicht mehr der Energiegehalt der Biokraftstoffe sondern der konkrete Beitrag zur Treibhausgasminderung als Berechnungsgrundlage dient. Zunächst gilt eine Mindestungsquote von 3,5 Prozent, ab 2017 dann von 4,0 Prozent. Dieses Verfahren kommt Biomethan als Treibstoff für Erdgasautos entgegen, das in diesem Rahmen seit 2009 als Biokraftstoff anerkannt wird, sofern es aus Abfällen und Reststoffen gewonnen wurde. EU-weit übt zudem die Verschärfung der Abgasgrenzwerte über die Euro-6-Norm einen für Erdgas positiven Einfluss auf die Fahrzeugwahl aus.

Die Wirtschaftlichkeit von Erdgasfahrzeugen ist vor diesem Hintergrund anders als bei anderen alternativen Antriebsformen bereits heute gegeben. Die steuerbedingt niedrigeren Tankkosten sowie der geringere Treibstoffverbrauch im Vergleich zu Benzin- und Dieselautos bewirken, dass sich je nach Jahresfahrleistung die etwas höheren Anschaffungskosten relativ schnell amortisieren. Zum Studienzeitpunkt lag gemäß ADAC der Durchschnittspreis für Diesel in Deutschland bei 1,15 € / Liter, für Benzin Normal/Super bei 1,35 € / Liter und für Erdgas bei 1,05 € / kg (ADAC, 2015). Bedenkt man, dass der Energiegehalt von komprimiertem Erdgas etwa 1,5-mal so hoch liegt wie der von Benzin, ergibt sich nach diesen Werten effektiv ein Preisvorteil von fast 50 Prozent gegenüber Benzin. Bei zukünftig wieder anziehendem Ölpreis könnte sich dieser noch weiter vergrößern. Trotz dieser unbestreitbaren ökonomischen Attraktivität ist die Marktdurchdringung von Erdgasautos nach wie vor begrenzt. Das Kraftfahrzeugbundesamt ermittelte zum 01.01.2015 einen Bestand von 81.423 Erdgas-PKW's in Deutschland, was lediglich einem Marktanteil von 0,2 Prozent an den insgesamt 44,4 Millionen zugelassenen PKW's in Deutschland entspricht. Bei den Neuzulassungen geht der Trend jedoch eindeutig nach oben. In 2014 wurden 8.194 Erdgas-PKW's neu zugelassen, gegenüber dem Vorjahr ein Plus von 4,6 Prozent. Hinzu kommen etwa 1.000 Nutzfahrzeuge (KBA 2015). Insgesamt wächst der Bestand von einem geringen Niveau ausgehend kontinuierlich (siehe Abbildung 11). Zusätzliche Marktimpulse könnte die jüngste Erweiterung der Modellpalette setzen, insgesamt sind im PKW-Segment zurzeit 24 Modelle auf dem deutschen Markt vertreten.

Für einen echten Akzeptanzschub muss aber auch an anderen Stellschrauben angesetzt werden. Eine davon ist die nötige Infrastruktur. Deutschland verfügt mittlerweile über ein Netz von etwa 900 Erdgastankstellen. Das ist Ergebnis eines beträchtlichen Zuwachses (siehe Abbildung 11), liegt aber dennoch noch weit unter der Dichte von Benzintankstellen. In den meisten anderen EU-Ländern ist der Ausbaustand der Tankinfrastruktur noch geringer, was die Eignung für Auslandsreisen beeinträchtigt. Zwar können mit einem bivalenten Betriebssystem ausgestattete Erdgasfahrzeuge et-

waige Durststrecken durch zeitweiligen Benzineinsatz überbrücken, die Kosten- und Umweltvorteile stellen sich aber nur beim Erdgasantrieb ein. Um den Ausbau von Tankstellen für alternative Treibstoffe zu fördern, hat die EU 2014 alle Mitgliedsstaaten mit der „Richtlinie über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe“ zum Ausbau ihrer Tankstellennetze verpflichtet (EU 2014). Im Falle von Erdgas wird als Richtmaß eine Distanz von 150 km zwischen zwei Tankstellen vorgegeben, konkrete Ziele im Hinblick auf die Anzahl an Erdgastankstellen wurden jedoch noch nicht formuliert. Ein offener Punkt bleibt die zukünftige Finanzierung des Tankstellenbaus und -betriebs. Angesichts der geringen Nutzerzahlen und dem steten Bedarf an Ersatzinvestitionen stellt sich hier auch längerfristig noch die Rentabilitätsfrage (dena 2011). Bisher erfolgt öffentliche Unterstützung hier nur über ein KFW-Förderprogramm für private Tankstellenbetreiber. Eine echte Lösung der Henne-Ei-Problematik in der Verbreitung der Erdgasmobilität bedarf aber einer gemeinsamen Kraftanstrengung aller Stakeholder, die ohne verstärkte staatliche Koordination schwer vorstellbar ist.

Abbildung 11. Bestandsentwicklung Erdgas-PKWs und Erdgastankstellen



Quellen: HWWI (2015); Erdgas mobil (2015); KBA (2015).

Die zweite Stellschraube betrifft die Information der Konsumenten. Es herrscht in weiten Teilen der autofahrenden Bevölkerung noch großes Unwissen über die technischen Eigenschaften des Erdgasantriebs. Das reicht bis hin zu Befürchtungen über eine erhöhte Explosionsgefahr bei Unfällen, die experimentell längst widerlegt sind (ADAC 2008). Offensichtliche Informationsdefizite herrschen auch in Bezug auf die preislichen Wettbewerbsvorteile von Erdgasautos. Dazu trägt auch die Tatsache bei, dass die Preise für Erdgas an den Tankstellen nach wie vor pro Kilogramm ausgewiesen werden, was den direkten Vergleich zu den Literpreisen von Benzin und Diesel

erschwert. Der höhere Energiegehalt des Treibstoffs Erdgas und damit die volle Kostenersparnis bleibt so für die Verbraucher intransparent (EWI 2014). Auch auf diesen Punkt ist die EU in ihrer „Richtlinie über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe“ eingegangen. Die Mitgliedsstaaten haben danach für eine transparente Preisauszeichnung zu sorgen, die ohne komplizierte Umrechnung einen Kostenvergleich ermöglicht. Eine Umsetzung dieser Richtlinie in deutsches Recht steht aber noch aus.

4 | Fazit

Die vorliegende Studie widmet sich der wirtschaftlichen Bedeutung der Erdgasbranche in Deutschland, indem verfügbare öffentliche Statistiken ausgewertet und aufbereitet wurden. Es zeigt sich, dass die direkte Bedeutung der Branche für Beschäftigung und Wertschöpfung auf gesamtwirtschaftlicher Ebene zwar eher gering ist, die indirekten und die induzierten Effekte jedoch aufgrund der hohen Kapitalintensität überdurchschnittlich hoch ausfallen. Die hohe Kapitalintensität spiegelt sich ferner in einer ausgeprägten Investitionstätigkeit der Branche vor allem im Netzbereich wider. Die regionalwirtschaftliche Bedeutung der Branche resultiert vor allem aus dem generierten Aufkommen an Förder- und Konzessionsabgaben im Bereich der Erdgasförderung sowie der Rolle als lokaler Arbeitgeber. Darüber hinaus tragen umfangreiche vorhandene Speicherkapazitäten zur nationalen Versorgungssicherheit bei, während die Netzinfrastuktur nicht nur der Versorgung nationaler Abnehmer, sondern auch im hohen Maße der Weiterleitung an andere Länder dient.

Beim Energieverbrauch ist Erdgas vor allem im Wärmebereich ein unverzichtbarer Energieträger mit überdurchschnittlicher Bedeutung. Dies wird nicht nur durch die weiter wachsende Erdgasinfrastruktur und die günstigen Eigenschaften als Brennstoff, sondern auch durch Fortschritte in der Heiztechnik befördert. Auch im Strombereich ist Erdgas ein wichtiger Energieträger, der unter den aktuellen Rahmenbedingungen – und im Hinblick auf die künftigen Herausforderungen der Energiewende – noch eine unzureichende Würdigung erfährt. Schließlich lässt sich für den Verkehrsbereich festhalten, dass Fahrzeuge auf Erdgasbasis zwar in den letzten Jahren einen leichten Bedeutungsgewinn verzeichnen konnten, sie aber im Kraftstoffmix weiterhin eine untergeordnete Rolle spielen. Hier verbleiben ungenutzte Potentiale, um auch im Verkehrssektor auf die Klimaziele der deutschen Bundesregierung hinzuwirken.

Quellen

- Abegg, P., Brinkmann, M., Brunekreeft, G., Götz, G., Krancke, J., Müller, Chr. und Schmidt, C. (2014): Entflechtung in Netzsektoren – ein Vergleich, Bremen Energy Working Papers No. 19, Jacobs University Bremen.
- ADAC (2008): Crashtest Erdgasauto. Allgemeiner Deutscher Automobil Club e.V., https://www.adac.de/infotestrat/tests/crashtest/crash_gasauto/Crash_Erdgas.aspx?tabid=tab1.
- ADAC (2015): ADAC Kostenvergleich – Erd- und Autogas gegen Benzin und Diesel. ADAC Fahrzeugtechnik, Stand 10-2015, Allgemeiner Deutscher Automobil Club e.V.
- AG Energiebilanzen (2015): Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2013. AG Energiebilanzen e.V., August 2015.
- Agora Energiewende (2014): Stromspeicher in der Energiewende - Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Studie von Agora Energiewende.
- Auer, J. (2014): Deutsche Energiewende treibt Power-to-Gas - Von einer Idee zur Markteinführung. Deutsche Bank Research, Deutsche Bank.
- BDEW (2015a): Wie heizt Deutschland? - BDEW-Studie zum Heizungsmarkt. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Juli 2015.
- BDEW (2015b): Energiedaten. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Energiedaten#ed-accordion-223103-panel-body.
- BDH (2015): Gesamtbestand zentrale Wärmeerzeuger 2014. Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie e.V., 2015.
- BMVBS (2013): Die Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung (MKS). Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung.
- BMVBS (2013): Die Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung (MKS). Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung.
- BMWi (2015): Ausgewählte Grafiken zu Energiegewinnung und Energieverbrauch. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- BP (2015): Statistical Review of World Energy 2015.
- Bräuninger, M., Schröer, S., Schulze, S., Vöpel, H., Zierahn, U. (2007): Wirtschaftsfaktor Erdgasbranche, HWWI Policy Paper 1-3, Hamburg.

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (2015): Aufkommen und Export von Erdgas – Entwicklung der Grenzübergangspreise ab 1991, abrufbar unter http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erdgas/ausgewaehlte_statistiken/egasmon.pdf.

Bundesfinanzministerium (2014): Steuereinnahmen von Bund und Ländern im November 2014.
<https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Monatsberichte/2014/12/Inhalte/Kapitel-4-Wirtschafts-und-Finanzlage/4-2-steuereinnahmen-von-bund-und-laendern.html#doc334544bodyText4>

Bundesfinanzministerium (2015): Finanzbericht 2016. Stand und voraussichtliche Entwicklung der Finanzwirtschaft im gesamtwirtschaftlichen Zusammenhang.

Bundeskartellamt (2014): Vorsicht mit Kapazitätsmärkten. Energiewirtschaft Newsletter 1/2014, Bundeskartellamt.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2015): Monitoringbericht 2015. Stand 10. November 2015, abrufbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf.

dena (2011): Erdgas und Biomethan im künftigen Kraftstoffmix - Handlungsbedarf und Lösungen für eine beschleunigte Etablierung im Verkehr. Endbericht, Deutsche Energie-Agentur GmbH.

dena (2012): Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt. Endbericht, Deutsche Energie-Agentur GmbH.

Destatis (2015a): Bautätigkeit und Wohnungen - Bestand an Wohnungen 2014. Fachserie 5 Reihe 3, Statistisches Bundesamt, August 2015.

Destatis (2015b): Bautätigkeit und Wohnungen - Bautätigkeit 2014. Fachserie 5 Reihe 1, Statistisches Bundesamt, August 2015.

Destatis (2016): Umweltnutzung und Wirtschaft - Tabellen zu den Umweltökonomischen Gesamtrechnungen (Vorbericht). Teil 2: Energie, Statistisches Bundesamt.

DLR (2015): Power-to-Gas (PtG) im Verkehr - Aktueller Stand und Entwicklungsperspektiven. Kurzstudie im Auftrag des Ministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.

DVGW (2015): Praxiserfahrungen mit der Wasserstoffeinspeisung in ein Erdgasverteilnetz. Energie Wasser-Praxis 10/2015, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.

Energy Brainpool (2015a): Auswirkungen eines partiellen Kohleausstiegs. Kurzstudie im Auftrag von Greenpeace Energy eG, Energy Brainpool GmbH & Co. KG.

Energy Brainpool (2015b): Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für das Gelingen der Energiewende. Studie im Auftrag von Greenpeace Energy eG, Energy Brainpool GmbH & Co. KG / Forschungsstelle für Energienetze und Speicher der OTH Regensburg.

EU (2014): Richtlinie über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe. Richtlinie 2014/94/EU des Europäischen Parlaments.

EWI (2014): Potentiale von Erdgas als CO₂-Vermeidungsoption. Studie im Auftrag von Wintershall/ Statoil. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln.

Fraunhofer ISE (2013a): Kohleverstromung zu Zeiten niedriger Börsenstrompreise. Kurzstudie, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme.

Fraunhofer ISE (2013b): Wasserstoff-Infrastruktur für eine nachhaltige Mobilität - Entwicklungsstand und Forschungsbedarf. Studie im Auftrag der e-mobil BW GmbH, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme.

Fraunhofer IWES (2014): Kurzstudie zum Thema Effekte des Ausgleichs von Stromdefiziten durch Biogasanlagen – Zusammenfassung aktueller Forschungsergebnisse. Fraunhofer-Institut Windenergie und Energiesystemtechnik.

Growitsch, Christian; Stronzik, Marcus (2011): Ownership Unbundling of Gas Transmission Networks - Empirical Evidence, EWI Working Paper, No. 11/07

Growitsch, Christian; Müller, Gernot; Stronzik, Marcus (2008): Ownership Unbundling in der Gaswirtschaft – Theoretische Grundlagen und empirische Evidenz, WIK Diskussionsbeitrag Nr. 308, Bad Honnef.

IÖW (2015): Biomethan im Energiesystem - Ökologische und ökonomische Bewertung von Aufbereitungsverfahren und Nutzungsoptionen. Schriftenreihe des IÖW 207/15, Institut für Ökologische Wirtschaftsforschung.

IWU (2014): Kumulierter Energieaufwand und CO₂-Emissionsfaktoren verschiedener Energieträger und -versorgungen. Institut für Wohnen und Umwelt GmbH, Dezember 2014.

JRC (2013): JEC well-to-wheels analysis. Tank-to-wheels report (version 4.0.), European Commission Joint Research Centre.

KBA (2015): Jahresbilanz der Neuzulassungen 2014. Kraftfahrtbundesamt, http://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/2014_n_jahresbilanz.html?nn=644522.

LBEG (2014): Untertage-Gasspeicherung in Deutschland. In: Erdöl Erdgas Kohle 130. Jg. 2014, Heft 11.

NEP (2015): Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015. Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber Oktober 2015.

Prognos (2012): Bedeutung der thermischen Kraftwerke für die Energiewende. Studie im Auftrag des Vereins der Kohlenimporteure e.V., Endbericht, Prognos AG.

Roland Berger (2014): Fuel cells – A realistic alternative for zero emission? Study, Roland Berger Strategy Consultants.

UBA (2013): Biogaserzeugung und –nutzung - Ökologische Leitplanken für die Zukunft. Position November 2013, Kommission Landwirtschaft beim Umweltbundesamt (KLU).

UBA (2015a): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid- Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2014. Climate Change 09/15, Umweltbundesamt.

UBA (2015b): Daten zu CO₂-Emissionen im Verkehrssektor. Umweltbundesamt, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/verkehr>.

VDI (2013): Fossil befeuerte Großkraftwerke in Deutschland – Stand, Tendenzen, Schlussfolgerungen. Statusreport 2013, Verein Deutscher Ingenieure.

WEG (2014): Jahresbericht 2014 – Statistischer Teil – Erdgasförderung.

Ansprechpartner:

Lars Ehrlich

Hamburgisches WeltWirtschaftsInstitut (HWWI)

Heimhuder Straße 71 | 20148 Hamburg

Tel +49 (0)40 34 05 76 - 356 | Fax +49 (0)40 34 05 76 - 776

ehrich@hwwi.org

Friso Schlitte

Hamburgisches WeltWirtschaftsInstitut (HWWI)

Heimhuder Straße 71 | 20148 Hamburg

Tel +49 (0)40 34 05 76 - 666 | Fax +49 (0)40 34 05 76 - 776

schlitte@hwwi.org

Sven Schulze

Hamburgisches WeltWirtschaftsInstitut (HWWI)

Heimhuder Straße 71 | 20148 Hamburg

Tel +49 (0)40 34 05 76 - 355 | Fax +49 (0)40 34 05 76 - 776

schulze@hwwi.org

André Wolf

Hamburgisches WeltWirtschaftsInstitut (HWWI)

Heimhuder Straße 71 | 20148 Hamburg

Tel +49 (0)40 34 05 76 - 665 | Fax +49 (0)40 34 05 76 - 776

wolf@hwwi.org

HWWI Policy Paper

Hamburgisches WeltWirtschaftsInstitut (HWWI)

Heimhuder Straße 71 | 20148 Hamburg

Tel +49 (0)40 34 05 76 - 0 | Fax +49 (0)40 34 05 76 - 776

info@hwwi.org | www.hwwi.org

ISSN 1862-4960

Redaktionsleitung:

Prof. Dr. Henning Vöpel

Dr. Christina Boll

© Hamburgisches WeltWirtschaftsInstitut (HWWI) | Februar 2016

Alle Rechte vorbehalten. Jede Verwertung des Werkes oder seiner Teile ist ohne Zustimmung des HWWI nicht gestattet. Das gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Mikroverfilmung, Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Hamburgisches WeltWirtschaftsinstitut (HWWI)

Heimhuder Straße 71 | 20148 Hamburg

Tel +49 (0)40 34 05 76 - 0 | Fax +49 (0)40 34 05 76 - 776

info

@hwwi.org | www.hwwi.org